

PRODUCCIÓN II

AUTORES:

Ing. Mario Carlos Sánchez

Ing. Erika Del Valle Duprat

Carrera de Ingeniería en Petróleos



UNCUYO
UNIVERSIDAD
NACIONAL DE CUYO



FACULTAD DE
INGENIERÍA

PRODUCCION II

2005

TEMA I

OLEODUCTOS

Carrera de Ingeniería de Petróleos
Facultad de Ingeniería
U.N.C.

PRODUCCION II

2005

INDICE

| Página | Tema | Descripción |
|--------|------|--|
| 1 | I | Oleoductos |
| 44 | II | Tanques |
| 90 | III | Separadores de Gas |
| 173 | IV | Control de Producción |
| 194 | V | Tratamiento de Crudos-Deshidratación |
| 232 | VI | Deshidratación Química-Desalación |
| 243 | VII | Entrega por Tanques y Unidades Automáticas |
| 289 | VIII | Tratamiento de Efluentes |
| 318 | IX | Tratamiento de Sólidos-Medio Ambiente |
| 347 | X | Costos |
| 355 | XI | Producción Off Shore |
| 365 | XII | Seguridad en las Operaciones de Producción |

Carrera de Ingeniería de Petróleos
Facultad de Ingeniería
U.N.C.

TRANSPORTE DE PETRÓLEO

El transporte de petróleo y gas constituye en sí una parte importante de la industria petrolera. El transporte comienza en el pozo donde es producido y debe ser llevado desde la boca de pozo, a través de cañerías hasta puntos de separación de gas y agua, y posteriormente hasta baterías y playa de tanques, donde es tratado para dejarlo en condiciones de venta. Posteriormente es almacenado para ser posteriormente transportado por medio de oleoductos, ferrocarriles, camiones, buques, etc; hasta las destilerías, o plantas de proceso.

Cuando el crudo o el gas llega hacia los puertos de embarque se los debe transportar mediante barcos. Al principio el petróleo se transportaba en barriles de madera en buques cargueros (de aquí que la unidad de medida sea el "barril", que equivale a 160 litros). Pero años más tarde, se adoptó la idea de construir buques (tanques flotantes). Así nacieron los buques petroleros. Los mismos eran barcos dotados de compartimentos y sistemas aptos para el transporte de petróleo crudo, gas, gasolina u otros derivados. Las máquinas, los camarotes y el puente de mando generalmente se encuentran en la popa. De esta manera las máquinas y el alojamiento de la tripulación quedan alejados de la carga inflamable. Actualmente, los buques modernos transportan numerosas clases de productos (fuel oil, gasoil, etc.) ya que son muy eficientes y seguros. Los buques tienen grandes capacidades: los mayores pueden almacenar 400.000 toneladas de hidrocarburos mientras que otros buques menores transportan 30.000 tpm.



Foto suministrada por accioneros alista

Debido a su gran capacidad (las naves pueden cargar cientos de miles o incluso millones de barriles) y su bajo costo, estos buques son los más utilizados para el transporte de dichas sustancias. En el siguiente cuadro se pueden apreciar los distintos de ductos que transportan distintas sustancias:

| <i>Sustancia</i> | <i>Forma de transporte</i> |
|------------------|----------------------------|
| Gas | Gasoducto |
| Crudo Reducido | Oleoducto |
| Gasolina | Poliductos |
| Propano | Propaducto |

Si bien se emplean en el transporte del petróleo los ferrocarriles, tanques, etc; el principal medio de transporte es a través de cañerías, por su regularidad, seguridad y simplicidad.

Si se desea transportar el crudo hacia alguna mediana o corta distancia se utiliza un oleoducto. El mismo esta formado por varios tubos de acero unidos con el fin de llevar el crudo obtenido hacia el punto de refinación (o embarque).



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.

El oleoducto está formado por varias partes. El mismo debe ser capaz de atravesar diversas superficies (montañas, llanuras, desiertos, etc.). Es por esto que es muy complejo y debe ser diseñado por ingenieros. En su inicio, consta de una estación de bombeo, donde el petróleo es impulsado hacia una estación que le permite continuar su recorrido sin complicaciones. El mismo, también cuenta con válvulas, las cuales permiten controlar el paso del crudo y reparar cualquier complicación que se produzca de emergencia. Por último, el crudo llega a destino.

Las líneas para conducción de petróleo las podemos clasificar en :

✓ **Líneas de pozos (flow line):** conducen el fluido de producción desde la boca de pozo hasta las líneas colectoras de más de un pozo. Se las construye de cañería roscada de acero o plástico (función de la temperatura, presión y tipo de fluido) en diámetros de 2" hasta 4".

✓ **Líneas colectoras:** Pueden ser de control o general y transportan el fluido de producción desde un manifold (o a lo largo de su recorrido), donde convergen más de un pozo hasta los separadores de entrada a batería. Si transporta el fluido de un pozo para control en batería se llaman colectores de control; si llevan la producción de más de un pozo se denominan colectores generales. Se construyen con cañería soldada en diámetros de 3 1/2" hasta 10".

- ✓ **Oleoductos secundarios:** Transportan el fluido semideshidratado desde las baterías colectoras a las plantas de tratamiento y se construyen con caños de acero soldado en diámetros de 4" a 12".

✓ **Oleoductos principales:** Transportan el petróleo tratado desde las plantas de tratamiento al punto de entrega (destilerías o puntos de embarque). Se construyen en cañerías de acero de 6" hasta 30" .

Los oleoductos deben ser contruidos basándose en principio de durabilidad prolongada, al menor costo posible, compatible con la máxima seguridad y la conservación del medio ambiente. Se debe tener en cuenta que transporta un fluido con temperatura, que puede ser corrosivo, y que se atraviesan terrenos que pueden ser agresivos para el material.

Solamente en el caso de que el oleoducto tenga entre el punto de partida y llegada, suficiente diferencia de nivel (cota) como para vencer las pérdida de carga, y que no tenga desniveles intermedios que actúen como pulmón, el petróleo podrá fluir solo entre los dos puntos. Pero en la mayoría de los casos debe ser impulsado por bombas para poder vencer las pérdida de carga, como los desniveles del terreno. También es importante, en caso de que el petróleo tenga un punto de escurrimiento alto, vencer las pérdidas de calor para evitar que se enfríe y se haga imbombeable. Por lo tanto debe partir con una temperatura que nos asegure que en el punto de llegada esté por arriba del punto de escurrimiento. De no ser así se intercalarán en el trayecto estaciones de recalentamiento y rebombeo.

El tendido del mismo puede ser superficial, sobre caballetes, revestidos o no; o puede ser soterrado con o sin revestimiento.

FABRICACIÓN

Se fabrica tubería de 4 1/2 a 80 pulgadas de diámetro, en diversos grados y normas. Los caños se realizan partiendo de una amplia gama de aceros estándar o especiales, según lo solicitado por cada cliente. Se obtienen a través de tres procesos

Procesos de Producción

- Soldadura por Resistencia Eléctrica (ERW),
- Soldadura Longitudinal por Arco Sumergido (LSAW), y
- Soldadura Helicoidal por Arco Sumergido (HSAW).

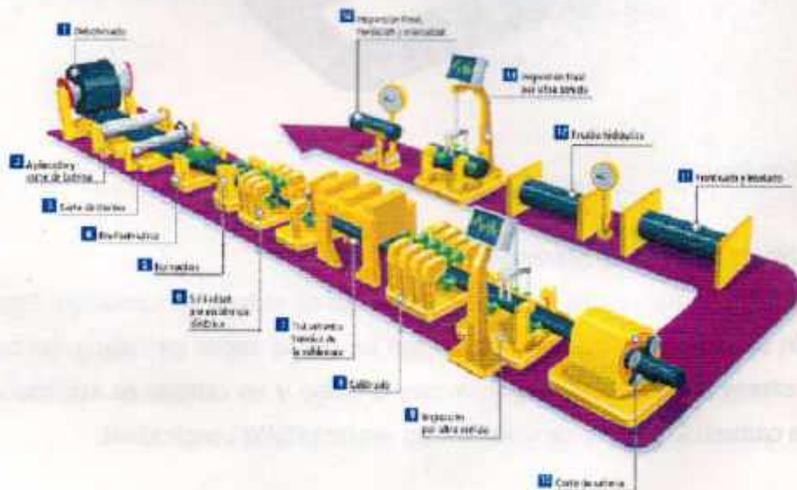
Líneas de Producción

- ERW hasta 14 pulgadas,
- ERW hasta 24 pulgadas,
- SAW longitudinal, y
- SAW helicoidal.

ERW Longitudinal

Soldadura por Resistencia Eléctrica

El tubo adquiere forma mediante un tren continuo de rodillos y es soldado por resistencia eléctrica, sin aporte de material. Se aplica, simultáneamente compresión de recalque. A continuación, la zona soldada es sometida a tratamiento térmico.



SAW Longitudinal

Soldadura Longitudinal por Arco Sumergido

La línea es alimentada con hojas de acero que entran en la cilindradora de tres rodillos, donde son conformadas a la medida requerida. Tanto la soldadura exterior como la interior, se efectúan por un proceso de soldado automático con aporte de material, manteniéndose el arco eléctrico protegido por un fundente.

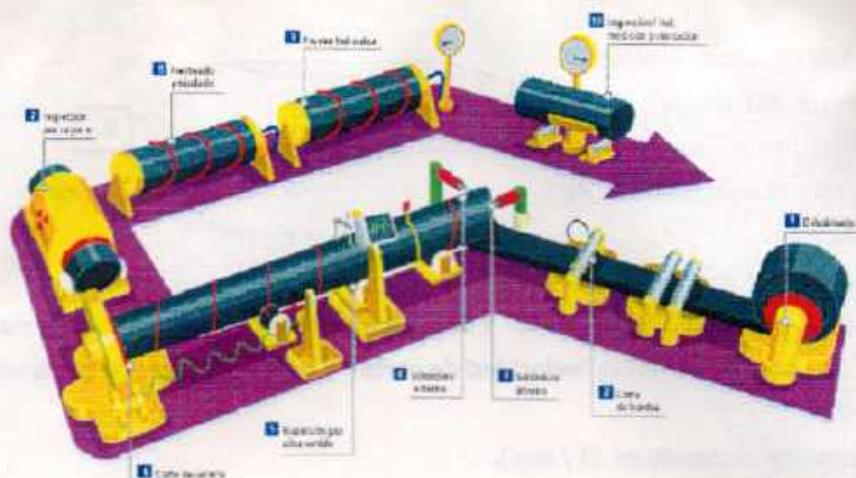
Finalmente, el tubo es expandido mecánicamente en frío, para lograr sus dimensiones definitivas.



SAW Helicoidal

Soldadura Helicoidal por Arco Sumergido

La chapa es cilindrada en forma espiralada por medio de rodillos de formación. Esto permite la obtención de distintos diámetros de tubo con un mismo ancho de bobina. Un cabezal de soldadura interna fijo suelda automáticamente la chapa y un cabezal de soldadura externa completa la costura. El proceso de soldadura es similar al SAW Longitudinal.



DISEÑO DE OLEODUCTOS

El diseño de cañerías en instalaciones de producción, incluye la selección del diámetro y del espesor de pared capaz de soportar la presión necesaria para vencer las pérdidas de carga entre los puntos de partida y llegada, como así también el tipo de material adecuado para el tipo de fluido que transporta. El primer paso para la selección es el análisis de las pérdidas de carga en las líneas, para lo cual vamos a repasar algunos conceptos:

Principios básicos

Reología de fluidos: Recordaremos rápidamente algunos conceptos básicos sobre la viscosidad. Se define de modo general la viscosidad de un fluido como la propiedad de resistir la deformación. Si consideramos dos planos de fluido fluyendo en flujo laminar (Fig. Nº 1), y considerando que en este régimen un plano se moverá mas rápido que el otro. Se producirá una fuerza F sobre el área A .

La diferencia de velocidad entre los dos planos es dv y la distancia entre ambos es dr . La fuerza producirá en su punto de aplicación un gradiente de velocidad dv / dr .

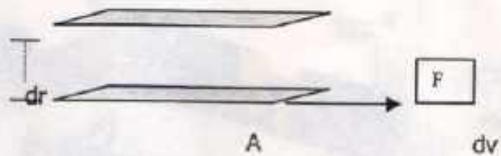


Fig N° 1

La fuerza de corte por unidad de área

(F / A) se denomina "esfuerzo de corte" y se suele expresar con la letra " τ ". A su vez a la relación dv / dr se la denomina "velocidad de corte" y se la suele expresar con la letra " γ ".

Esta magnitud viene expresada en (1 / seg.).

Newton definió la "viscosidad absoluta" como la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte y supuso que a una temperatura dada, la relación corte/velocidad era constante para todos los fluidos.

Cuando la relación esfuerzo de corte vs velocidad de corte es una recta que pasa por el origen, estamos en presencia de un fluido llamado "newtoniano". Aquellos fluidos en los que no se cumple la propiedad de proporcionalidad, se denominan "no newtonianos", por lo que la viscosidad varía con la velocidad de corte. Es frecuente encontrar crudos que presentan comportamiento newtoniano a altas temperaturas y no newtoniano a bajas temperaturas. Es habitual referirse a la viscosidad de un fluido no newtoniano como viscosidad aparente a una determinada velocidad de corte.

Los fluidos no newtonianos pueden clasificarse en:

Pseudoplásticos: Comprende a la mayor parte de los fluidos no newtonianos y en ellos la viscosidad aparente disminuye con el aumento de la velocidad de corte.

Dilatantes: En este tipo de fluidos, la viscosidad aparente se incrementa con el incremento de la velocidad de corte

Plásticos de Bingham : Cuando a este tipo de fluidos se le aplica una fuerza, este no fluirá hasta alcanzar un valor mínimo llamado esfuerzo de corte crítico (yield stress o yield point). Superado este punto, el fluido se comportará como newtoniano o pseudoplástico (a este último se lo denomina Bingham-pseudoplástico).

Dependientes del tiempo: A su vez se dividen en **tixotrópicos y reopécticos**. En los primeros la viscosidad aparente disminuye con respecto al tiempo que se aplica el esfuerzo. En los segundos la viscosidad aparente aumenta con el tiempo a cualquier velocidad de corte.

Métodos reológicos

Para determinar exactamente el reograma de un fluido no newtoniano, es necesario utilizar un viscosímetro de velocidad variable. No hay una ecuación matemática que describa la reología de todos los fluidos. En cambio se han propuesto varias ecuaciones que se aproximan a la relación **esfuerzo de corte/velocidad de corte**, a saber:

1-Ley de potencia (ley de Oswald): Relaciona el esfuerzo de corte con la velocidad de corte de la siguiente manera:

$$\tau = k \cdot \dot{\gamma}^n$$

donde **k** es el factor de consistencia, y **n** el índice de comportamiento. El valor de **n** puede tomar valores menores a 1 si el fluido es pseudoplástico, igual a 1 si es newtoniano y mayor a 1 si es dilatante.

2-Ley de potencia modificada: La ley anterior tiene el defecto que no toma en consideración la tensión de cedencia. para el caso de los fluidos de Bingham, por lo que la ley queda expresada:

$$\tau = \tau_0 + k \dot{\gamma}^n$$

Número de Reynolds

Es un parámetro adimensional que relaciona las fuerzas inerciales con las fuerzas viscosas. La expresión para fluidos newtonianos es la siguiente:

$$Re = \frac{\Delta * D * v}{\mu}$$

Cuando se trata de un fluido no newtoniano, debemos usar el N° de Reynolds generalizado, el cual toma los parámetros **n** y **k** del modelo reológico de Oswald

$$Re^* = \frac{\Delta * D^n * v^{2-n}}{8^{(n-1)} * k * (\frac{3}{4} + \frac{1}{4} * n)^n}$$

Se puede observar que cuando $n = 1$, la expresión anterior se convierte en la ecuación del Re para fluidos newtonianos

Regímenes de flujo: Existen dos tipos de regímenes de flujo para fluidos de una sola fase:

1-Flujo laminar: está caracterizado por un perfil de velocidad parabólico y una pequeña mezcla de fluido. El Re es menor a 2000.

2-Flujo turbulento : está caracterizado por una mezcla completa de fluido y un perfil de velocidad más uniforme y homogéneo. Esto es debido al movimiento aleatorio de las moléculas. El Re es mayor a 4000

Para Re comprendidos entre 2000 y 4000, el flujo se está produciendo en una zona de transición.

CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE CARGA

1-Pérdidas de carga primarias: son las pérdidas debidas al contacto del fluido con la tubería, al rozamiento de unas capas de fluido con otras (régimen laminar) o de las partículas de fluido entre si (régimen turbulento). Tienen lugar en flujo uniforme, principalmente en los tramos de cañería de sección constante

2-Pérdidas de carga secundarias: son las pérdidas de forma , que tienen lugar en las transiciones, accesorios , etc. Si la conducción es larga, tienen poca importancia y se pueden despreciar o tener en cuenta al final sumando un 10 % adicional.

ECUACIÓN GENERAL DE LAS PÉRDIDAS DE CARGA

Esta expresada por la ecuación de Darcy-Weisbach:

$$H_p = \frac{\Delta P}{\rho g} = f \frac{L}{D} \frac{V^2}{2g} \quad (1)$$

donde H_p : pérdida de carga primaria

f : coeficiente de fricción

L : longitud de la tubería

D : diámetro de la tubería

ρ : es el peso específico

V : velocidad media del fluido

Factor de fricción de Moody

El coeficiente f de la ecuación anterior es el factor o coeficiente de fricción de Moody y se determina en el gráfico de Moody. Este diagrama resuelve todos los problemas de pérdidas de carga primarias en tuberías de cualquier diámetro, cualquier material y cualquier caudal. En caso de sección no circular, se puede usar sustituyendo el diámetro D por el radio hidráulico.

El factor de fricción se expresa algunas veces en función del factor de Fanning, el cual es la cuarta parte del de Moody

El factor es adimensional y depende de la velocidad V , del diámetro D , de la densidad δ , de la viscosidad μ y de la rugosidad k . En el caso más general, el factor f depende del N° de Re y de la rugosidad relativa k/D .

Cálculo de pérdida de carga para un fluido newtoniano, en flujo monofásico y estado estacionario.

En este caso intervienen tres términos:

- a-la pérdida de carga debida a la elevación del fluido
- b-la pérdida de carga debida a la fricción
- c-la pérdida de carga debida a la aceleración

Para la b necesitamos calcular el N° de Re

$$Re = \delta * D * v / \mu$$

Donde: δ : densidad del fluido a la presión y temperatura media del tramo a calcular

v : velocidad del fluido a las mismas condiciones

D : diámetro interno de la cañería

μ : viscosidad en las mismas condiciones

El Re será variable a lo largo de la cañería ya que las propiedades que lo conforman lo son, por lo que el cálculo será iterativo

Si el régimen es laminar, la influencia de la viscosidad es muy importante ya que el factor de fricción es directamente proporcional a la viscosidad, de acuerdo a:

Ecuación de Fanning $f = 16 / Re$

Ecuación de Moody $f = 64 / Re$

En este caso un error en la medición de la viscosidad del crudo en laboratorio repercutirá directamente en el cálculo de la pérdida de carga. Cuanto más viscoso sea el crudo, mayor será el error. Los viscosímetros rotacionales son los más adecuados para esta medición.. En el caso de cañerías horizontales el efecto de la viscosidad es muy importante, ya que la pérdida de carga por fricción representa casi el 100 % de las pérdidas de carga totales.

Flujo monofásico de petróleos no newtonianos en estado estacionario

Para el caso de petróleos no newtonianos, no solo se debe contemplar en el cálculo la relación viscosidad vs temperatura, sino también la relación viscosidad aparente vs velocidad de corte.

En este caso el factor de fricción convencional ya no es aplicable.

Si suponemos comportamiento pseudoplástico regido por la ley de Oswald-Waele y conociendo los parámetros n y k (de laboratorio), es posible emplear el concepto de Re generalizado introducido por Metzner-Reid. Se puede entonces definir:

$$Re^* = \frac{\Delta * D^n * v^{2-n}}{8^{n-1} * k * (3/4 + 1/4 * n)^n}$$

El comportamiento pseudoplástico es el más común en petróleos pesados y emulsiones. El cálculo de la pérdida de carga se hará en forma análoga a la de fluidos newtonianos. En régimen laminar el factor de fricción será:

$$f = 16 / Re^*$$

Pérdidas de carga secundarias

En varios cálculos de cañerías, especialmente aquellos asociados con instalaciones de producción offshore, donde las limitaciones de espacio son importantes, la caída de presión por accesorios no puede despreciarse.

Las tres maneras de manejar estas caídas de presión son:

- a- usar coeficiente de resistencia
- b- usar coeficiente de flujo
- c- usar las longitudes equivalentes

a-Coeficiente de resistencia

La ecuación (1) de Darcy – Weisbach puede ser escrita:

$$H_s = K_r \frac{v^2}{2g} \quad (2)$$

donde K_r es el coeficiente de resistencia = $f * L / D$

A pesar de que K_r depende del Re y la rugosidad relativa, como así también de la geometría de los codos o de las cuplas, esa dependencia es usualmente despreciada. En la tabla siguiente se pueden observar valores de K_r para algunos accesorios de cañerías:

Coefficientes de Resistencia para accesorios de cañerías

| Accesorio | Kr |
|---------------------------------------|------|
| Válvula globo completamente abierta | 10.0 |
| Válvula de codo completamente abierta | 5.0 |
| Válvula esclusa completamente abierta | 0.2 |
| Válvula esclusa semiabierta | 5.6 |
| Curva 180 ° | 2.2 |
| Te | 1.8 |
| Codo 90 ° | 0.9 |
| Codo 45 ° | 0.4 |

La caída total de presión para todo el sistema de cañerías puede ser determinado con la siguiente ecuación:

$$H_s = \Sigma K_r * V^2 / 2g$$

b-Coeficiente de flujo

Las características de la caída de presión de las válvulas de control están a menudo expresadas en términos del coeficiente de flujo **Cv**. Este se mide experimentalmente para cada válvula o accesorio y es igual al flujo de agua en gpm a 60 ° F para una caída de presión de 1 psi. Se puede demostrar de la ecuación de Darcy -Weisbach que el coeficiente Cv medido de esa manera es:

$$C_v = \frac{29.9 * d^2}{(f * L / D)^{1/2}}$$

- donde **D** : diámetro interno equivalente del accesorio (ft)
d : diámetro interno equivalente del accesorio (in)
L : longitud equivalente del accesorio (ft)

De la definición de **Kr** se deduce que la relación entre **Cv** y **Kr** es la siguiente:

$$Cv = \frac{29.9 * d^2}{(Kr)^{1/2}}$$

La caída de presión para cualquier válvula o accesorio, conociendo **Cv** es:

$$\Delta P = \frac{\delta}{62.4} * (gpm / Cv)^2$$

c-Longitud equivalente

Es mucho más sencillo tratar las válvulas y accesorios como longitudes equivalentes de cañería. La definición de ésta para una válvula o accesorio es la longitud de cañería del mismo diámetro y sección que genera la misma pérdida de carga. Las pérdidas de carga secundarias totales se determinan adicionando todas las longitudes equivalentes a la longitud de la cañería.

La longitud equivalente puede ser calculada de **Kr** o **Cv** de la siguiente manera:

$$Le = Kr * D / f$$

$$Le = 74.5 * d^5 / f * Cv^2$$

PÉRDIDAS DE CARGA TOTALES

A las pérdidas de carga por fricción hay que adicionarle las pérdidas de carga por accesorios y por desnivel (que según corresponda puede ser positiva o negativa)

$$H_t = H_p + H_s + H_{\text{desnivel}}$$

$$H_t = f * L / D * V^2 / 2g + f * \Sigma L_e / D * V^2 / 2g + H_{\text{desnivel}}$$

$$H_t = f * (L + \Sigma L_e) / D * V^2 / 2g + H_{\text{desnivel}}$$

NOTA: Cuando no se requiere tanta precisión se puede determinar gráficamente las pérdidas de carga totales

FLUJO DE GASES

La ecuación 1 supone densidad constante entre los puntos de entrada y salida de la cañería. Esta ecuación es incorrecta para tuberías que circulan gases ya que la densidad depende fuertemente de la presión y de la temperatura. A medida que el gas fluye a lo largo de la cañería, este se expande debido a la caída de presión y por lo tanto su densidad tiende a reducirse. Al mismo tiempo, si no se calienta el sistema, el gas tenderá a enfriarse aumentando su densidad. En las válvulas de control donde el cambio de presión es prácticamente instantáneo y por lo tanto no se calienta el sistema, la expansión puede considerarse adiabática.

Sin embargo, la caída de presión en el flujo en cañerías es gradual y hay suficiente superficie de tubería entre el gas y el medio que lo rodea para calentar el gas y por lo tanto mantenerlo a temperatura constante. En este caso se puede considerar que el gas sufre una expansión isotérmica

En aquellos casos donde la temperatura del gas sea diferente a la del medio, la suposición de flujo isotérmico no será válida. Para estos casos se deberá dividir la tubería en secciones donde la temperatura tenga cambios pequeños.

La ecuación general es la siguiente:

$$W^2 = \left[\frac{144 * g * A^2}{V1 * (f * L / D + 2 \ln P1/P2)} \right] * \left[\frac{(P1)^2 - (P2)^2}{P1} \right]$$

FLUJO BIFÁSICO

El flujo multifásico es un proceso muy complejo. En los últimos años el cálculo de este tipo de flujo se ha vuelto más importante debido a que las zonas de exploración y producción se han mudado a zonas desérticas, de offshore y árticas. Los tres fluidos (agua + petróleo + gas) se transportan en forma conjunta desde las plataformas hasta las zonas de tratamiento

DIÁMETRO DE TUBERÍA MÁS ECONÓMICO

Muchas veces se presenta en la práctica el problema de fijar la pérdida de carga **Hp** por consideraciones económicas.

En efecto, si se aumenta el diámetro **D** de la cañería, la pérdida de carga disminuye. Económicamente hablando, un aumento de **D** supone un aumento del gasto de instalación. Pero al mismo tiempo también implica una disminución de las pérdidas de energía y por lo tanto se reducen los gastos de funcionamiento. **El diámetro más económico será aquel que reduzca a un mínimo la suma de costos de la tubería y de mantenimiento, ambos tomados a un año.**

Para una misma presión, el espesor de la pared del caño aumenta con el diámetro, si el esfuerzo de trabajo permanece constante. Por lo tanto, el peso es proporcional al cuadrado del diámetro, y el costo también. De esta forma, el costo por año de la tubería puede

expresarse por $\alpha * D^2$, en el que α depende de la longitud de la cañería, del costo unitario, tipo de construcción, interés fijado, depreciación, etc.

También se deduce que la pérdida de carga y por lo tanto el valor reducido al año de la pérdida de potencia por fricción se puede presentar por β / D^5 , en el que β depende de la longitud de la tubería, de la densidad del fluido y de f , que como se sabe también depende del diámetro. Por lo tanto el costo total anual de la tubería puede expresarse:

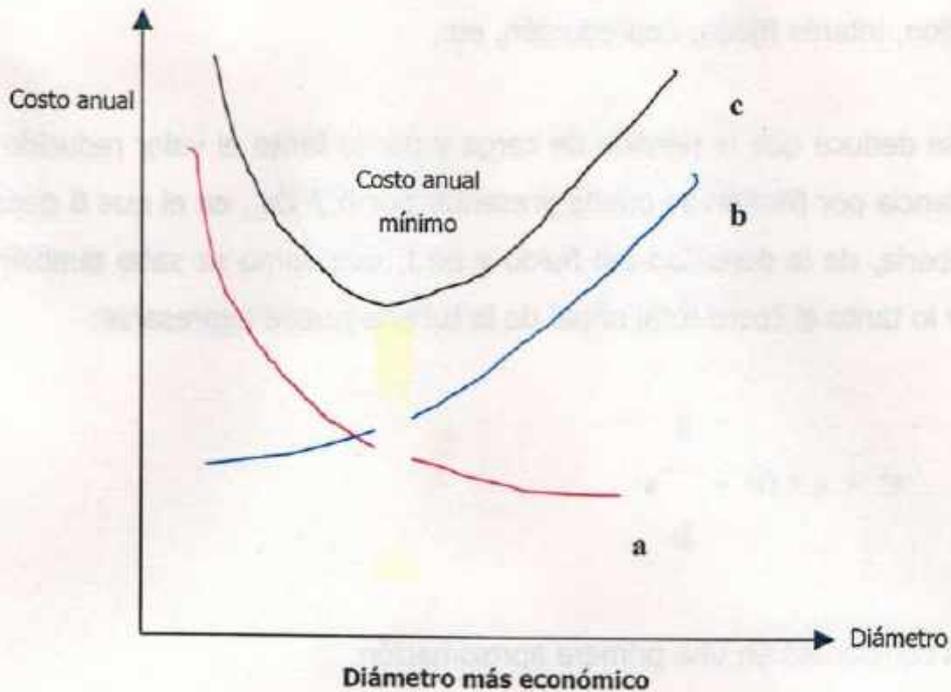
$$C = \alpha * D^2 + \frac{\beta}{D^5}$$

Donde α y β son constantes en una primera aproximación

El diámetro que hace el costo total anual mínimo se obtendrá derivando la ecuación anterior con relación al diámetro, igualándolo a cero y despejando el diámetro

$$D = \left[\frac{5 * \beta}{2 * \alpha} \right]^{1/7}$$

La figura siguiente muestra el procedimiento gráfico para hallar el diámetro más económico. Con los datos de que se pueda disponer se traza la curva **a** del costo anual de la potencia pérdida y la **b** del costo anual de la tubería. Luego sumando las ordenadas se traza la curva **c** del costo anual total. La selección de este diámetro, en que además del factor económico intervienen otros problemas (por ej. golpe de ariete), constituye un ejemplo interesante de evaluación técnico-económica.



Nota: La primera aproximación para el cálculo de un diámetro aproximado o rápido de cañería es usando la ecuación de continuidad:

$$Q = v * A \quad \text{donde } Q : \text{caudal del fluido que circula por la cañería}$$

V : velocidad del fluido que en términos prácticos se toma en 1 m/seg

A : sección del caño

De donde

$$A \text{ (m}^2\text{)} = \frac{Q \text{ (m}^3\text{/día)} / 86400 \text{ (seg)}}{1 \text{ (m/seg)} / \text{(día)}}$$

Luego

$$A = \pi * D^2 / 4 \quad \text{Por lo que } D = \sqrt{4A / \pi}$$

El diámetro está expresado en metros

Para llevarlo a pulgadas, que es la forma comercial de comprar caños se lo divide por 0.0254 y se aproxima al N° entero superior comercialmente accesible.

Posteriormente calculamos las pérdidas de carga de acuerdo a las formulas vistas

SELECCIÓN DEL CAÑO

Teniendo las pérdidas de carga y el diámetro seleccionados, elegimos el tipo de caño calculando el espesor con la siguiente formula:

$$\Delta P = \frac{2 * S * t * F * E * T}{D}$$

- Donde: .
- ΔP : pérdida de carga total
 - S : límite elástico del acero
 - t : espesor de la pared del caño
 - F : factor de diseño (caño sin costura = 0.72; con costura = 0.60)
 - E : eficiencia de la costura (sin costura = 1 ; solapado = 0.60)
 - T : factor de temperatura (para 250 ° F o menos = 1)

Con el espesor podemos seleccionar el tipo de caño a través del schedule, que nos da las características del caño (por ej. Sch 40, 80, 160), donde a medida que aumenta el schedule, aumenta su resistencia a la presión interna. Conociendo el Schedule, de acuerdo a la norma ASTM A53-73, tenemos las características físicas y químicas del caño.

También es posible, cuando no se requiere tanta precisión, una selección gráfica conociendo la presión interna (pérdidas de carga totales), la temperatura de trabajo y el diámetro del caño, con lo que obtenemos el Schedule.

CÁLCULO DE LA POTENCIA NECESARIA PARA EL BOMBEO

Para el cálculo de la potencia usamos la siguiente ecuación:

$$HP = \frac{93.7 * Q * \Delta P}{N}$$

Donde : **HP** : potencia necesaria (HP)
N : rendimiento
Q : caudal (m³/d)
 ΔP : pérdida de carga total (psi)

Con el dato de los **HP** requeridos para bombear se pueden seleccionar las bombas con el caudal y presión requeridas. Si fuera mucha la potencia requerida, se puede fraccionar el sistema colocando estaciones de rebombeo en el circuito. Las estaciones de rebombeo pueden ser también calculadas teniendo en cuenta también la necesidad de calentar el petróleo por las pérdidas de temperatura.

PÉRDIDAS DE CALOR EN CAÑERÍAS

Para este cálculo debemos distinguir los siguientes casos:

a-Cañerías expuestas al aire

- I- Revestidas
- II- Sin revestimiento

b-Cañerías soterradas

- I- Revestidas
- II- Sin revestimiento

a -I -La pérdida de calor en cañerías con revestimiento térmico expuesta a la acción del viento se calcula:

$$Q = \frac{2 * \pi * B * (t_i - t_e)}{\ln (d_e / d_i)}$$

donde: **Q** : cantidad de calor perdida en Kcal / hm

de : diámetro exterior de la aislación en cm

di : diámetro interior del caño desnudo en cm

ti : temperatura del fluido en ° C

te : temperatura exterior en ° C

B: coeficiente de conductividad térmica del material aislante en Kcal/mh°C, a la temperatura media de:

$$t_m = (t_i + t_e) / 2$$

Los valores de β pueden obtenerse de gráficos.

a-II – Para el caso de las cañerías sin recubrimiento expuestas a la acción del viento , tenemos:

$$Q = \frac{\alpha * \pi * D * (t_i - t_e)}{100}$$

Para

$$\alpha = \alpha_r + \alpha_c$$

Donde

α : coeficiente total de transmisión en Kcal / m²h°C

α_r : coefeciente de transmisión por radiación

α_c : coeficiente de transmisión por convección

D : diámetro interior del caño en cm.

En la tabla 2 se dan valores de α_r para distintas temperaturas de la superficie y del aire. Las columnas **D** corresponden a cañerías desnudas y la **P** a las protegidas por una capa no aislante (barniz, pintura, etc). En la tabla 3 se dan los valores de α_r .

Cálculo de la caída de temperatura

La formula a aplicar es:

$$\Delta t = \frac{Q * L}{P * c}$$

Donde: Δt : pérdida de temperatura en °C

Q : pérdida de calor a la temperatura de entrada t_e en Kcal/hm

L : longitud del tramo de cañería en m

P : caudal másico del fluido en Kg/h

c : calor específico del fluido a la temperatura t_e en Kcal / Kg°C

b-I —Para cañerías soterradas con recubrimiento térmico, la tabla 4 siguiente nos da valores teóricos para revestimiento de cañerías, a los que hay que agregarle un desperdicio (10 %), para 100 mts de cañería. El velo de vidrio esta calculado para rollos de 20 cm de ancho.

La temperatura para el cálculo de la pérdida de calor se estima:

$$t_c = 1/3 t_i + 2/3 t_e$$

Y la temperatura final será:

$$t_f = t_i + t_t \quad (\text{donde } t_t \text{ es la temperatura del terreno})$$

NOTA : El revestimiento consiste en sunchar las cañerías a revestir (si es más de una) con alambre, teniendo la precaución de colocar la cañería de vapor, en caso de llevar, en la parte de abajo. Posteriormente lleva un recubrimiento de papel aluminio, para homogeneizar temperaturas. Después van las colchonetas de lana de vidrio, atadas con alambre, como aislante térmico. Luego una vuelta de papel ruberoid (fieltro saturado), para aislante de humedad y finalmente una malla de alambre de gallinero para sostenimiento mecánico. Todo esto se cubre con asfalto caliente, para cuando se enfrié quede homogéneo.

b-II- Para cañerías soterradas sin recubrimiento térmico, la temperatura final es:

$$t_f = \left[\frac{t_i - t_s}{2.71} \right]^n + t_s$$

donde : t_f : temperatura final

t_i : temperatura inicial

t_s : temperatura del suelo

$$n = 100 * L * f / w$$

donde: L : longitud de la cañería, mts

$$w = Q * \sqrt{\rho} * C$$

donde : Q : caudal volumétrico en cm³/seg

$\sqrt{\rho}$: peso específico en gr/cm³

C : calor específico del fluido (0.51 cal/gr°C para el petróleo)

$$f = \frac{2 * \pi * \beta}{\ln(2 * h / r)}$$

donde : h : profundidad de soterramiento del caño en cm

r : radio exterior de la cañería en cm

β : coeficiente de conductividad del hierro

TRACEADO ELÉCTRICO

Aquellos crudos que poseen alta viscosidad y punto de escurrimiento, se hace necesario transportarlos calefaccionados. Un ejemplo es el crudo de Mendoza Norte, que es de base parafínica (30 ° API) y punto de escurrimiento alrededor de 28 ° C. Por ese motivo para movilizarlos desde los pozos a batería es necesario acompañarlos con vapor para disminuir la viscosidad y facilitar el movimiento.

El sistema de acompañamiento con vapor es un sistema operativamente caro. Por tal motivo en la actualidad tiende a ser reemplazado por el traceado eléctrico

El sistema consiste en el calentamiento de las líneas con cintas eléctricas autorregulables, construidas con material tipo PTC (coeficiente de temperatura positivo) y resistencia variable con la temperatura, es decir, a mayor temperatura, mayor resistencia. Eso permite obtener una respuesta de potencia proporcional a la temperatura y que dependerá del medio en que este colocado. Los sistemas autorregulables cuentan con tres componentes principales, y un cuarto opcional, que son los siguientes:

1-Cintas calefactoras: Se montan sobre las tuberías que deben tener una temperatura regulable. Las longitudes pueden llegar a 3000 mts.

2-Dispositivos conectores: Conectan las cintas calefactoras a la potencia y proporcionan conexiones de 89 empalmes, en T y sello terminal

3-Dispositivos de control: Regulan la potencia para el sistema, en función de la temperatura

4-Dispositivos monitores: 2 (opcionales). Controlan el funcionamiento del sistema

La alimentación se obtiene desde un gabinete de protección que básicamente, posee un disyuntor diferencial y llave termo magnética de la capacidad adecuada para cada circuito; para proteger el sistema y las personas ante una eventual puesta a tierra y sobrecargas accidentales. Se alimenta de 380 V y las cintas de dos conductores requieren 220 V, las conexiones deben hacerse manteniendo el equilibrio de fases.

Se caracterizan porque el elemento calefactor consiste en un polímero especial con mezcla de carbono que actúa como semiconductor. Cuando baja la temperatura en el cable se crean en el polímero numerosas líneas de conducción disminuyendo su resistencia

eléctrica, la corriente pasa a través de ellas aumentando la potencia del cable calefactor, con ello, se consigue mantener el nivel de temperatura requerido. Inversamente, cuando sube la temperatura del cable disminuyen las líneas de conducción, aumenta su resistencia eléctrica y se reduce su potencia.



Los componentes de las cintas son:

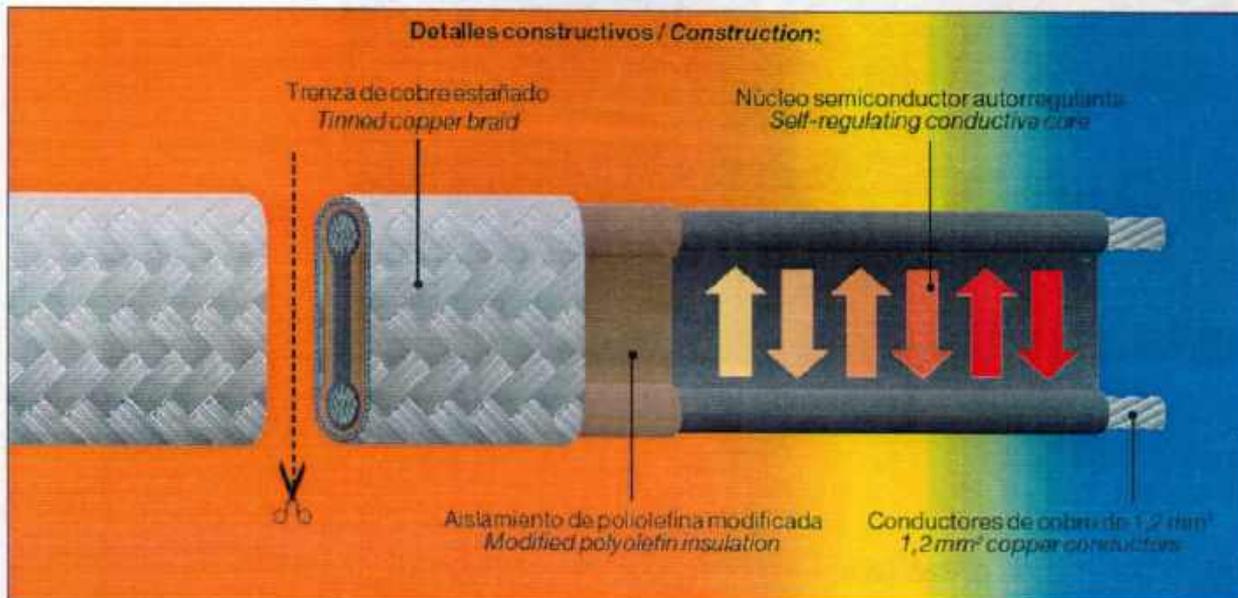
a-Núcleo conductor: Es el corazón de la cinta, cubre a los conductores de cobre y los mantiene a una distancia uniforme. es una poliolefina modificada, generalmente de color negro, que forma una resistencia eléctrica continua entre los dos conductores. Es el elemento calefactor, porque al pasar la corriente por él, genera calor.

b-Conductores de alimentación: No son calefactores y sirven como fuente de energía para establecer una diferencia de potencial que induzca el paso de corriente a través del núcleo conductor. Debido a la gran diferencia de resistencias relativas entre núcleo y conductores, estos mantienen la misma ddp entre ambos a lo largo de la cinta.

c-Cubierta dieléctrica: Cubre al núcleo. Es de poliolefina modificada y constituye el aislante eléctrico necesario.

d-Malla de cobre estañado: Establece un conductor para la puesta a tierra, y además confiere resistencia mecánica adicional. Es opcional.

e-Cubierta protectora: Evita la corrosión y daños a la malla de cobre estañado. Consiste en una funda exterior de poliolefina modificada. Es opcional.



Existen otras cintas, con núcleo de fibra. Además pueden tener un tercer conductor usado como sensor del proceso, para el monitoreo continuo y control de calentamiento.

Montaje de la cinta

Previo al montaje se realiza una exhaustiva inspección de la superficie y de la zona. Las bobinas de cinta se ubican en zonas convenientes, generalmente puntos de toma de potencia, y se desenrolla la cinta tendiéndola al lado del caño hasta el largo diseñado, floja. Posteriormente se fija a la cañería por el costado (si el caño va a estar apoyado sobre caballetes para evitar aprisionarla con estos), con cintas (evitar alambres o bandas metálicas) cada 30 cm, de aluminio autoadhesivas para mejorar la conducción entre cinta y cañería. Si el diseño requiere una mayor longitud de cinta que la longitud de la cañería, esta puede

colocarse en forma espiralada, pero teniendo cuidado que en los apoyos de caballete no quede aprisionada.

Revestimiento térmico

Para aislar térmicamente la cañería se puede hacer de 2 maneras:



a-Colocando media-cañas de poliuretano expandido y recubierto por chapas de latón. Es caro pero tiene la ventaja de poder desarmarse y volverse a armar por roturas de cinta o línea.

b-Colocando las chapas de latón centradas con tacos de madera e inyectar poliuretano expandido en forma líquida, para posteriormente enfriarse y endurecerse. Es más barato, pero cuando hay que desarmar para reparar, hay que romper el revestimiento y luego volver a inyectar

Ventajas del traceado eléctrico vs calefacción por vaporductos

Las ventajas del traceado eléctrico mediante cintas autorregulables y revestidas con poliuretano expandido y chapa galvanizada versus vaporductos revestidos con lana de vidrio y asfalto:

a-Aislación térmica más eficiente

b-bajo costo operativo

- c-Bajo consumo energético
- d-Instalación limpia y estéticamente agradable
- e-No se produce corrosión externa
- f-Mayor eficiencia de la transmisión de calor al caño
- g-Consumo de energía automatizado
- h-Posibilidades de desconectar tramos según necesidad

CORROSIÓN

Introducción

El término corrosión se aplica a aquellos procesos que conducen a la destrucción química o electroquímica de un material. Si exponemos superficies limpias de metales a la acción del aire seco, éstas reaccionan con el O_2 , oxidándose. En este caso, el proceso de corrosión transcurre en un medio no iónico y se denomina corrosión química. Si esos mismos metales se ponen en contacto con una solución acuosa conductora, se producen procesos redox con un pasaje de iones del metal a la solución (oxidación), y con la reducción de alguna especie presente en el medio corrosivo. Estos fenómenos ocurren con una disminución de la energía libre e implican la vuelta de las sustancias a su estado natural.

Consideremos un metal en contacto con una solución acuosa. Al colocar las dos fases en contacto, se forma una interfase con propiedades específicas. En esta zona se produce una redistribución de carga eléctrica en la cual las partículas portadoras de carga (iones desde el metal a la solución, electrones desde los iones en solución al metal), deben pasar de una fase a la otra, o se acumulan como adsorbatos (iones, moléculas dipolares) en la interfase. Como resultado, cada fase se carga eléctricamente originando una doble capa eléctrica, con una diferencia de potencial asociada. Las interfases electroquímicas pueden presentar dos casos límites :

- ser idealmente polarizables que es cuando bajo ninguna circunstancia existen cargas que atraviesen la interfase y por lo tanto a cualquier valor de diferencia de potencial , no fluye corriente.
- Ser idealmente no polarizables que es aquella que para cualquier valor de corriente, no se modifica la diferencia de potencia

En el segundo caso, el metal en contacto con la solución de sus propios iones alcanza la diferencia de potencial en el equilibrio característico de cada metal. Esta diferencia de potencial entre el metal y la solución se puede medir en forma relativamente sencilla mediante dos electrodos reversibles. Si a uno de los electrodos le asignamos un valor arbitrario de potencial y lo tomamos como patrón, se puede construir una tabla de potenciales.

En el transporte de petróleo, este se realiza a través de líneas de conducción que pueden estar soterradas y expuestas en mayor o menor grado a los efectos de la corrosión. Sabemos que los metales se corroen en presencia de un medio conductor de cargas eléctricas (electrolito) , que actúa de puente entre dos zonas de la estructura metálica, provocando la pérdida de material en determinados lugares de la misma debido a las reacciones electroquímicas que se producen.

Habrà un flujo de corriente desde ciertas áreas de la superficie metálica hacia otras zonas a través de una solución capaz de conducir la electricidad. El término ánodo se utiliza para describir aquella parte de la superficie metálica que se corroe y desde la cual la corriente deja el metal para entrar al electrolito. El término cátodo se utiliza para describir la superficie del metal desde la cual la corriente abandona el electrolito y vuelve al metal. El circuito se completa fuera del electrolito, a través del metal . En caso de dos metales, a través de un conductor que los une. El conjunto ánodo, cátodo, electrolito y conductos constituye lo que se denomina **celda de corrosión**.

En lo que concierne a la corrosión en suelos y aguas, los metales se corroen por la formación en superficie de gran cantidad de celdas galvánicas

Corrosión en los metales

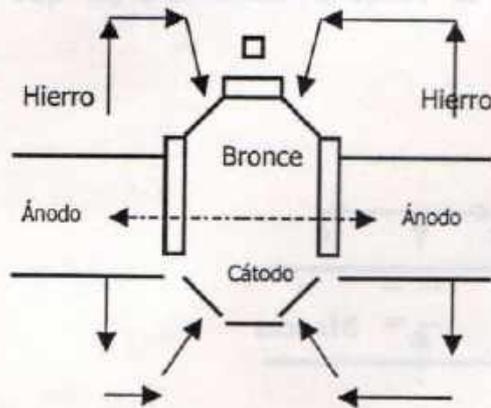
La fuerza impulsora que hace que los metales se corroan es una consecuencia natural de su inestabilidad en la forma metálica. Para alcanzar este estado metálico a partir de su estado natural, absorben y almacenan energía. Esta cantidad de energía varia según el metal. Si cualquier metal se lo deja en contacto con un medio adecuado, tenderá a descargar dicha energía almacenada, retornando a su estado natural. Por lo tanto los materiales que almacenan mayor cantidad de energía durante el proceso de obtención, tendrán mayor cantidad de energía para entregar al medio, es decir se corroerán con mayor facilidad. Esta condición se indica en la tabla siguiente:

| Obtención Mayor energía requerida | | Corrosión Mayor energía disponible |
|--------------------------------------|----------|---------------------------------------|
| | Potasio | |
| | Magnesio | |
| | Berilio | |
| | Aluminio | |
| | Zinc | |
| | Cromo | |
| | Hierro | |
| | Niquel | |
| | Estaño | |
| | Bronce | |
| | Cobre | |
| | Plata | |
| | Oro | |
| Menor energía requerida | | Menor energía disponible |

Tipos de celdas galvánicas

Existen dos tipos de celdas galvánicas:

1-Diferencias en el metal: Un ejemplo lo constituyen las conexiones entre cañerías y válvulas de diferente metal

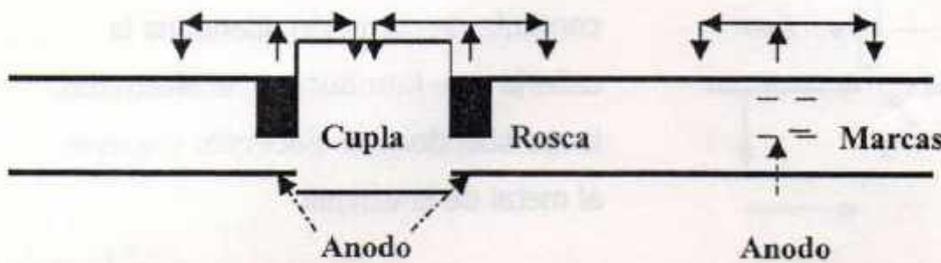


De acuerdo a la tabla anterior, la cañería de hierro tiene mas energía disponible para la corrosión que la válvula de bronce por lo que la cañería se comporta como ánodo y la válvula como cátodo. La corriente de corrosión abandona la cañería y se introduce en el electrolito, luego abandona el electrolito y vuelve al metal de la válvula

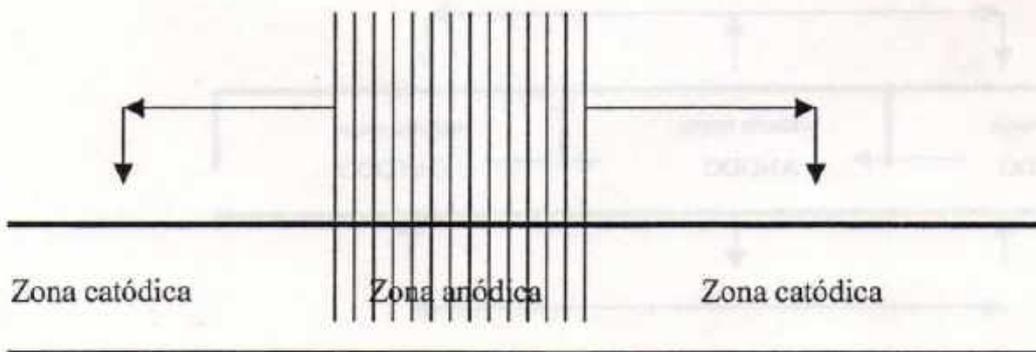
Otro caso de celda galvánica por diferencias en el metal lo constituyen las conexiones de tramos de cañería nueva con cañería vieja de un mismo metal, como por ejemplo un reemplazo de línea. Aquí la celda se forma porque la cañería vieja ya ha entregado parte de su energía al medio ambiente, mientras que el tramo nuevo tiene toda la energía disponible para la corrosión. Al efectuar el reemplazo de la línea, el tramo nuevo se corroerá mas rápidamente porque además de existir la condición corrosiva del suelo, se está favoreciendo la formación de la celda.



Un tercer caso son las diferentes condiciones de la superficie de un mismo metal. Este caso se presenta cuando la superficie del metal presenta irregularidades, como ser extremos de roscas o marcas producidas por herramientas durante la instalación. Estas zonas son anódicas respecto al resto del metal debido a que al trabajar el metal en frío se produce una concentración de tensiones en esos puntos que le adiciona cierta energía que queda almacenada.



2-Diferencias en el electrolito: El primer caso se presenta por diferencias en los suelos. Este tipo de celda galvánica es responsable de gran parte de la corrosión que tiene lugar en los suelos. Las cañerías, por ejemplo, atraviesan diferentes suelos en su recorrido. En cada caso donde los suelos diferentes están en contacto con la misma pieza de metal, es posible que se forme la celda.



La mayoría de las veces, en los suelos naturales, la porción del caño que se encuentra en el suelo con mayor concentración de sales es el ánodo; la que se halla en el suelo menos concentrado es el cátodo. Los suelos húmedos, por si mismo, actúan como electrolito y la cañería constituye el circuito de conexión.

La corriente fluye del área anódica al suelo, luego a través del suelo al área catódica y finalmente a lo largo del caño al área anódica. Las sales disueltas en el suelo son muchas y variadas, usualmente incluyen compuestos de aluminio, calcio y magnesio, como así también sulfatos, cloruros, hidróxidos, etc

CONTROL DE LA CORROSION

El control de la corrosión se realiza para eliminar o disminuir la acción del medio ambiente sobre el material a proteger. Para ello se utilizan distintos métodos de protección:

Revestimientos anticorrosivos

Revestimientos anticorrosivos y protección catódica

Juntas de aislación

Inhibidores de corrosión

- **Revestimientos anticorrosivos:** Su función es evitar el contacto directo entre la superficie metálica de la cañería y el electrolito con el fin de separarlas eléctricamente.

a-Revestimientos plásticos aplicados en frío, están compuestos por una base de pintura imprimidora, cinta plástica (Pollyken), envoltura de protección mecánica de la cinta (velo de vidrio saturado con asfalto).

b-Revestimientos base asfalto, aplicados en caliente. Están compuestos por una base de pintura imprimidora, esmalte de base asfáltica caliente, velo de vidrio hilado, esmalte de base asfáltica en caliente, velo de vidrio hilado saturado en asfalto.

En ambos tipos de revestimiento debe realizarse una limpieza a fondo de la superficie de la cañería mediante arenado o granallado

- **Protección catódica:** Como ya se explicó, la corrosión se produce donde la corriente abandona el metal (áreas anódicas), y no donde la corriente fluye del suelo hacia la cañería (áreas catódicas). Por lo tanto el objetivo de aplicar protección catódica a un material es forzar a la superficie entera expuesta al ambiente a recibir corriente de este, es decir transformar la superficie a proteger en un gran cátodo. Para lograr esto se utilizan 2 métodos:

a-ánodos galvánicos: también llamados de sacrificio, utiliza un metal que tiene energía disponible para provocar una diferencia de voltaje con respecto a la estructura que se corroe y así descargar la corriente que fluye a través del suelo hacia la misma. Para efectuar esto, el ánodo galvánico debe estar conectado eléctricamente a la cañería a proteger católicamente y debe estar en contacto también con el suelo. El contenido de energía de un ánodo galvánico es una característica del metal utilizado y se expresa en **Ah/Kg** (amperios hora/Kg). Los ánodos de sacrificio se suministran en bolsas con un material de relleno para asegurar un contacto uniforme con el suelo, lo que permite una mayor vida útil.

b-sistema de corrientes impresas: se utiliza cuando la energía requerida para la protección catódica supera la que disponen los ánodos galvánicos. El sistema consiste en conectar una fuente externa de corriente continua entre la cañería a proteger y un número determinado de ánodos dispersores. El terminal positivo (+) de la fuente de energía se lo conecta a una serie de ánodos dispersores, cuya función es aumentar el área de transmisión de la corriente; y el terminal negativo (-) se lo conecta a la cañería a proteger. Nunca se debe conectar el terminal (+) de la fuente de energía a la estructura a proteger, porque en este caso se estaría favoreciendo la corrosión. Se utilizan ánodos dispersores de hierro silicio y las fuentes de energía pueden ser baterías de 12 V, rectificadores de corriente alterna en continua y termogeneradores (el calor activa las termocuplas que generan corriente continua)

- **Juntas de aislación:** Son accesorios que se utilizan para aislar eléctricamente distintas partes de la estructura metálica que compone la celda de corrosión. Se utilizan en las conexiones de metales diferentes, reemplazos de cañerías, para aislar cañerías protegidas de otras que no lo están y en especial para conexiones entre cañerías enterradas e instalaciones de superficie: calentadores en línea, manifold de estaciones, conexiones de radio alarma, etc. Los accesorios aislantes son: en uniones bridadas se utiliza una junta, camisa para espárragos y arandelas aislantes; en conexiones roscadas, cuplas y uniones aisladas.

- **Inhibidores de corrosión:** En general se procura clasificar los inhibidores de corrosión de acuerdo con su capacidad para interferir la reacción de disolución anódica, la reacción catódica o ambas simultáneamente. De esta manera, los inhibidores se clasifican en anódicos, catódicos o mixtos.

Los inhibidores pueden actuar a través de la formación de películas que ellos mismos forman con los cationes metálicos, promover la estabilización de películas de óxidos pasivos o bien reaccionar con la sustancia potencialmente agresiva presente en el electrolito.

Lo inhibidores que interfieren la reacción anódica son los mas eficientes pero presentan el problema de que deben utilizarse en concentraciones elevadas, porque en caso de aplicarse en dosis insuficientes, ocurre un intenso proceso de corrosión localizada que resulta mas perjudicial que la corrosión existente antes del agregado del inhibidor.

Tal vez el más eficiente que se conoce es el anión cromato, que actúa promoviendo la formación de películas de óxidos estables a través de la incorporación de cierta proporción de óxidos de cromo a la estructura original. En soluciones conteniendo aniones agresivos, su efecto es desplazar el potencial de picado (E_p) hacia regiones más anódicas, a medida que se incrementa la concentración del inhibidor. El nitrito también se utiliza como inhibidor anódico del hierro y aleaciones ferrosas. Su efecto consiste también en estabilizar la película pasiva de óxido. Un efecto similar se puede atribuir a la acción de los boratos, benzoatos y molibdatos. Para el hierro y aleaciones, los fosfatos son los inhibidores débiles del proceso anódico. Por el

contrario, el fosfato es un inhibidor eficiente para el aluminio debido a que bloquea el crecimiento de las picaduras como consecuencia de la precipitación de fosfatos de aluminio insolubles. Otros inhibidores del picado del aluminio en soluciones de cloruros son el acetato y el benzoato. Como ya se mencionó, el anión nitrato es capaz de producir picado de aluminio y sus aleaciones, pero este proceso requiere potenciales muy anódicos. En mezclas de cloruro y nitrato, este último se transforma en un eficiente inhibidor del picado del aluminio.

Todos estos inhibidores manifiestan su acción en soluciones conteniendo aniones agresivos, desplazando el valor de E_p hacia regiones más positivas y extendiendo la acción de pasividad. Conviene tener en cuenta que algunos inhibidores, como el nitrato y el fosfato, pueden ser degradados por la acción de microorganismos, para incorporarlos a las moléculas complejas de su estructura celular. Por el contrario, otros como el cromato y el molibdato actúan como buenos biocidas, en especial en el caso de bacterias sulfatoreductoras. La utilización de cromatos esta restringida por su alta toxicidad.

Los inhibidores catódicos son menos eficaces, pero más seguros, puesto que si se usan en dosis insuficientes, no incrementan el riesgo de corrosión. En el peor de los casos no modifican la velocidad de corrosión original. Los inhibidores catódicos inhiben las reacciones de reducción que ocurren sobre las superficies metálicas. Los más utilizados son los polifosfatos, que forman sobre la superficie de la mayoría de los metales una película polarizante, cuya composición presenta fosfato de calcio, y en el caso del hierro, aleaciones ferrosas o fosfatos de hierro. Esta película dificulta la reacción de reducción del oxígeno (O_2). Uno de los problemas asociados a su uso es la descomposición paulatina para originar ortofosfatos. Los fosfonatos son compuestos de acción similar, pero más estables. Ambos, polifosfatos y fosfonatos, actúan también como desincrustantes. Los polifosfatos también pueden utilizarse como fuente de fósforo para el crecimiento de los microorganismos. El cinc también se emplea como inhibidor catódico a través de la precipitación de hidróxido de cinc. Cuando se encuentran presente polifosfatos, también pueden precipitar fosfatos de cinc. Las películas precipitadas dificultan la reacción de reducción del oxígeno.

Algunos compuestos orgánicos que presentan grupos polares son capaces de adsorberse sobre las superficies metálicas desnudas para formar películas que retardan las reacciones anódicas o catódicas que ocurren sobre ellas. En general, los compuestos orgánicos utilizados como inhibidores de corrosión presentan al menos un grupo polar en su molécula, como átomos de azufre, nitrógeno y oxígeno, los cuales presentan pares electrónicos disponibles para formar enlaces con el metal. Estos compuestos actúan como dadores electrónicos frente al metal que hace de aceptor.

En condiciones de servicio pueden utilizarse combinaciones de inhibidores que resultan en una mejor protección para el sistema en cuestión. Es común el empleo de un inhibidor anódico y uno catódico. Un ejemplo son la mezclas cromato-cinc, cromato-polifosfatos, polifosfatos-cinc o fosfonatos-cinc (estas últimas son mezclas catódicas). La mezcla de dos inhibidores anódicos es igual de frecuente. Como ejemplo puede citarse la utilización del cromatofosfato o bien la de nitrito-borato usada en sistemas cerrados, tales como tanques de almacenamiento de combustible construidos en aceros al carbono.

En general, la elección del inhibidor adecuado, así como la dosis a emplear, dependen de numerosos parámetros tales como el tipo de metales presentes, calidad del agua (contenido de aniones agresivos, pH, oxígeno disuelto, presencia de microorganismos agresivos, etc), velocidad de circulación del agua, condiciones de limpieza. Todo esto resulta en la necesidad de tratar cada sistema en particular evaluando todos los parámetros presentes.

MEDICIÓN DEL POTENCIAL DE CAÑERÍA

Las mediciones de potencial son para controlar si la cañería está protegida catódicamente. La base de esto es que si la corriente está fluyendo hacia una estructura protegida, debe haber un cambio de potencial de ésta con respecto al suelo. El potencial cañería-suelo se mide con un voltímetro cuyo terminal negativo se conecta al punto de prueba (test point) que es conectado eléctricamente con la cañería, y el terminal positivo se

conecta al electrodo de referencia. Se deben efectuar controles periódicos del potencial cañería-suelo a efectos de controlar si el grado de protección catódica es el requerido por la instalación.

EL AGUA EN LOS PROCESOS CORROSIVOS

El agua químicamente pura, es decir, la que no contiene sustancias disueltas, es muy poco corrosiva para el acero. La agresión al metal se reduce paulatinamente debido a la aparición de una capa protectora formada por productos de la corrosión, generalmente óxidos hidratados. A este fenómeno se lo designa como pasivador superficial. No obstante, cuando contiene ciertas impurezas o sustancias disueltas, el agua puede transformarse en corrosiva. Así, sales disueltas como cloruros, sulfatos o carbonatos de sodio, calcio o magnesio; o gases en solución como oxígeno, anhídrido carbónico o sulfuro de hidrógeno, hacen sensiblemente mas corrosiva el agua.

Puede existir también corrosión por aireación diferencial, que son celdas de concentración de oxígeno entre dos áreas del sistema, produciéndose una diferencia de potencial entre la porción con alto contenido de oxígeno y aquella de baja concentración.

La presencia de sales disueltas en el agua hace que el ataque corrosivo del oxígeno a los metales sea mas rápido e irregular, formando superficies muy rugosas con profundas picaduras. El producto de la corrosión se desprende fácilmente, quedando superficies limpias expuestas a repetidas y enérgicas reacciones corrosivas.

El sulfuro de hidrógeno no es corrosivo en ausencia de humedad. Es muy soluble en agua produciendo soluciones ácidas y en presencia de oxígeno se torna muy agresivo aumentando a tal punto su corrosividad, que puede atacar incluso aleaciones especiales resistentes a ácidos.

A los fines de observar la efectividad del tratamiento adoptado, se deben realizar en forma periódica y en diferentes puntos controles de corrosión interna basados en la

inspección visual de nipples, medición de pérdida de peso de probetas de corrosión y medición directa de la corrosividad del agua mediante corrosímetro de electrodo polarizable.

PRUEBAS HIDROSTÁTICAS



Se realizan pruebas hidros... sistema de oleoductos en forma
periódica. La información... ón está diseñada para explicar el
procedimiento de pruebas y responder a cualquier pregunta que pueda tener sobre las
pruebas y la seguridad pública.

1. **¿Cuál es el significado de "hidrostático"?** Hidro significa que está relacionado con agua. Estático significa estacionario, inactivo o invariable.
2. **¿Qué es una prueba hidrostática o hidropueba?** En una prueba hidrostática de un oleoducto, los productos de petróleo que normalmente fluyen a través de la tubería se extraen y se reemplazan con agua. Luego el agua es bombeada a una presión más alta que la que se utiliza actualmente cuando se transporta petróleo y es mantenida a esa presión más alta durante ocho a diez horas.
3. **¿Por qué se realizan pruebas hidrostáticas?** Simplemente para confirmar que el oleoducto continúa funcionando en forma segura y verificar que no tiene defectos. Se

realizan pruebas hidrostáticas como parte de su programa completo de control de la integridad de los oleoductos.

4. **¿Por qué se utiliza agua durante las pruebas?** Ya que las pruebas hidrostáticas se realizan a una presión más alta que la presión de operación normal del oleoducto, si se produce una fuga o ruptura, habrá agua en el oleoducto en vez de productos de petróleo.
5. **¿Cómo sabrá si se produce una ruptura?** Se supervisa la presión en forma continua durante la prueba hidrostática. Además, se asignan patrullas en tierra que inspeccionan visualmente el derecho de vía durante la prueba. Si se produce una ruptura con agua, es posible que se observe un desplazamiento del lodo, rocas y residuos sobre la sección subterránea defectuosa de la tubería.
6. **¿Qué se hace si se produce una ruptura?** Se tienen equipos de respuesta y cuadrillas de reparación listos para responder en el caso poco probable de una ruptura. Una vez que se asegure el área y que hayamos localizado la ruptura o fuga, las cuadrillas limpiarán y extraerán el agua derramada, y repararán o reemplazarán la sección defectuosa de tubería. Luego, se realizarán pruebas en la sección de tubería reparada para verificar su integridad.
7. **¿Incluyen las pruebas el oleoducto completo a la vez?** Para garantizar la seguridad, se realizan las pruebas hidrostáticas de los oleoductos por secciones. Dependiendo de la longitud y la presión de prueba del oleoducto, una prueba hidrostática puede llevar semanas e incluir entre 4 y 6 segmentos de tubería separados. La ventaja asociada con las pruebas de secciones más pequeñas es que, el contrario del caso de una ruptura, se liberará una menor cantidad de agua y las cuadrillas en tierra podrán realizar las operaciones de limpieza y reparación en forma más rápida.
8. **¿Qué sucede después que se completen las pruebas hidrostáticas?** Después de la terminación exitosa de la prueba hidrostática, se reducirá la presión en la sección

de prueba y se evacuará el agua a tanques en el lugar de observación. Luego se purgará la línea misma, verificando que no quede agua en la tubería. Una vez que se haya extraído toda el agua del oleoducto, se bombearán nuevamente productos de petróleo en la línea. Luego el oleoducto está listo para reanudar las operaciones normales.

9. **¿La ejecución de pruebas hidrostáticas prevendrá los accidentes de oleoductos?** Las pruebas hidrostáticas forman parte del programa completo de control de integridad de los oleoductos. Se cree que las pruebas hidrostáticas son un método seguro y comprobado de encontrar posibles defectos antes de que se transformen en problemas reales. Si bien las pruebas hidrostáticas no garantizan que nunca se producirá una ruptura, creemos que las pruebas hidrostáticas, junto con las numerosas medidas de seguridad que se han establecido, reducen significativamente dicha probabilidad.
10. **Además de las pruebas hidrostáticas, ¿cuáles son los otros métodos utilizados para garantizar la integridad de los oleoductos?** Se utilizan instrumentos sofisticados llamados "tacos inteligentes" dentro de los oleoductos para efectuar inspecciones de rutina. Estos instrumentos de inspección en línea de alta tecnología detectan anomalías y defectos que puedan causar problemas en el futuro. Las pruebas hidrostáticas a menudo se efectúan después de haber "pasado el taco" como confirmación final de la integridad de la tubería.

PRODUCCION II

2005

TEMA II

TANQUES

Carrera de Ingeniería de Petróleos
Facultad de Ingeniería
U.N.C.

En su recorrido desde boca de pozo hacia las instalaciones de tratamiento, el petróleo es colectado en recipientes, normalmente cilíndricos, denominados tanques. El almacenamiento utiliza como carga, tanto crudo como cualquier tipo de productos intermedios o productos finales de refinación. Los recipientes - almacenes- son tanques de acero, cuya capacidad varía considerablemente, desde unos pocos cientos de barriles hasta cientos de miles de barriles.

El almacenamiento es, por lo general, temporal y de corta duración, pero se lo calcula para que durante este período, puedan decantarse aquellas materias que se encuentren en suspensión, así como para que ocurra también un proceso de separación de líquidos.

En el caso del petróleo crudo, esta operación es sumamente importante, ya que éste viene mezclado o emulsionado con agua de formación, con muchas materias en suspensión o con sales inorgánicas, entre otras. Todas estas sustancias suelen separarse después de un cierto tiempo de reposo, decantándose al fondo de los tanques debido a su mayor peso específico.

El agua acumulada o los líquidos son normalmente drenados según su tasa de acumulación.

Estos pueden encontrarse junto al pozo o en baterías, entendiéndose como tal, a un separador Gas - Líquido y a un grupo de tanques que reciben la producción de varios pozos. Los tanques de la Batería son en general del tipo cilíndrico de techo fijo. Cada batería se compone como mínimo de 2 tanques, cuya capacidad no supera los 500 m³ cada uno, y otro más pequeño, cuya capacidad no supera los 200 m³. Por su pequeño tamaño, no se consideran tanques de almacenaje. Antes de ingresar a estos tanques, el fluido pasa por los separadores Gas - Líquido. En estas instalaciones, que reciben el fluido de un grupo de pozos, el mismo puede ser calentado de ser necesario, se le puede separar el gas, separar el agua del petróleo, medir los fluidos individuales de gas, agua y petróleo, y bombearlos a las plantas de tratamiento. Los tanques en una batería están como etapa intermedia entre la separación y el bombeo, y su capacidad debe tener cierta relación con el

volumen total de fluido conque opera la batería y es norma generalizada considerar como mínimo la capacidad suficiente como para almacenar 24 horas de producción. Además las baterías están equipadas con tanques de menor tamaño para controlar los pozos en forma individual. Por lo tanto, en una batería podemos encontrar tanques de almacenaje de agua, de almacenaje de petróleo, para almacenar LPG, tanques cortadores de agua (FWKO), tanques desaladores, tanques de control.

Siguiendo un diagrama del recorrido del fluido producido por los pozos, este llega por las líneas de conducción individuales al colector de la batería, para derivarse a la línea de control o general. La primera se utiliza para controlar un pozo en forma individual y la segunda junta la producción de todos los pozos para llevarlo a batería. De aquí pasa por separadores bifásicos de alta o media, donde se separa el gas, que luego de ser medido, sigue un circuito independiente para uso o venta y donde puede separarse gas propano – butano y LPG que son acumulados en tanques. El líquido drenado del separador pasa a un tanque cortador (**FWKO : Free Water Know Out**), previo pasar por un separador de baja. En este tanque se separa el agua libre, que sigue un circuito del agua de producción y el petróleo con no mas del 3 % de agua rebalsa a los tanques de almacenaje. En esta etapa y en este tanque puede hacerse una primera etapa de desalación, lavando el petróleo con el agregado de un 10 % o más de agua dulce al colchón. Posteriormente el petróleo es tomado de los tanques de almacenaje y bombeado a la playa de tanques, donde se termina con los procesos de desalación y deshidratación.

El fluido que llega por las líneas de control, pasa por los separadores de control donde se separa el gas, que luego de ser medido para determinar el GOR, se une a la línea de gas. El fluido total es medido en un determinado tiempo y luego proyectado a las 24 horas, que es la unidad en que se mide producción (m3/día, bpd, etc). Una vez el tanque quieto, se le purga el agua y se saca una muestra al resto de petróleo para determinar el % total de agua, para posteriormente determinar el petróleo neto del pozo.

$$\left[\frac{\% \text{Agua}_{\text{separada}}}{\text{Vol. total recibido}} + \frac{\left(\frac{\% \text{Agua}_{\text{muestra}}}{100} \right) * \text{vol.}_{\text{petróleo}}}{\text{Vol. total recibido}} \right] * 100$$

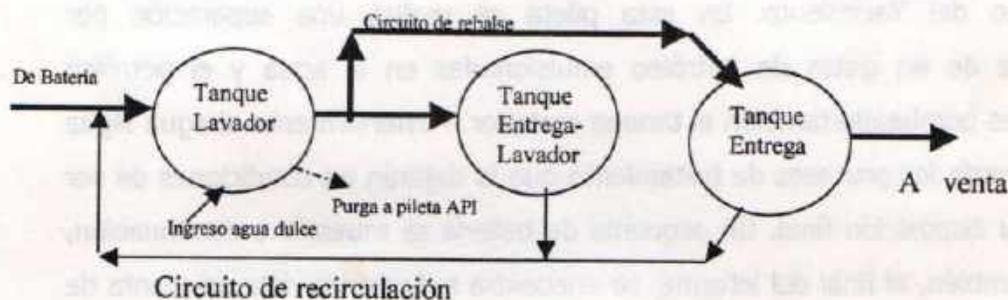
Posteriormente el petróleo remanente del tanque de control es bombeado al tanque cortador.

Toda el agua de producción (agua de purga) del tanque cortador, como la de los tanques de control y playa de tanque, se canaliza a través de canaletas o cañerías a una pileta de colección denominada **pileta API**. En ella también se recibe el petróleo de pozos alejados que no tengan líneas a colectores, sino que producen a tanques en la misma locación, y debe traerse a batería para juntarlo con el resto del petróleo del Yacimiento. En esta pileta se realiza una separación por coalescencia de las gotas de petróleo emulsionadas en el agua y el petróleo coalescido es bombeado también al tanque cortador. Posteriormente el agua sigue su camino hacia los procesos de tratamiento que la dejarán en condiciones de ser llevada a su disposición final. Un esquema de batería se muestra a continuación, como así también, al final del informe, se encuentra adjunto un vista en planta de una batería.



Acuario de Petróleo

El petróleo es bombeado desde la batería a la Playa de Tanques para terminar con el proceso de deshidratación y finalizar o comenzar con el proceso de desalación. Por lo tanto la playa de tanques consta con un tanque lavador (desalador) cuya función es hacer pasar el petróleo por un colchón de agua dulce, con el objeto de lavar el crudo por transferencia de las sales al agua dulce del colchón. Posteriormente va a los tanques de almacenaje, donde ya esta listo para ser vendido (menos del 1 % de agua y menos de 100 gr/m³ de sales expresadas como cloruro de sodio). En caso de que el petróleo no esté en las condiciones mencionadas, se lo aspira de los tanques de entrega y se lo recircula al tanque lavador, lavándolo nuevamente o mejorando la deshidratación.



El primer tanque de entrega o almacenaje también esta preparado para trabajar como tanque lavado, para el caso de sacar de servicio por limpieza o reparación el 1º tanque lavador.

Tanto la batería como la playa de tanques llevan los circuitos de agua y espuma de la red contra incendio, tal como será visto mas adelante. También deben llevar los muros de contención para el caso de rotura o rebalse, como así también ser ubicados de acuerdo a normativas legales en cuanto a minimizar riesgos para la zona de ubicación.

TIPOS DE TANQUES

Existen dos tipos de recipientes de almacenamiento: los cerrados y los abiertos. Los cerrados son tanques con techo fijo o flotante, tanques de presión y tanques de conservación. Los recipientes abiertos pueden ser reservorios y estanques. En la industria petrolera nos encontramos con cuatro tipos de tanques para el tratamiento y/o almacenamiento de petróleo y sus derivados, a saber:

- ✦ Tanques cilíndricos verticales de techo fijo
- ✦ Tanques cilíndricos verticales de techo flotante
- ✦ Tanques de presión
- ✦ Tanques refrigerados

- Tanques de techo fijo

Los tanques de techo fijo están formados por un solo cuerpo, cuyo techo no tiene ninguna posibilidad de movimiento. Poseen varias válvulas de venteo, que permiten la salida indiscriminada de los vapores que están formándose continuamente en su interior. Este sistema de válvulas es necesario, porque los tanques de techo fijo no están preparados para resistir sobrepresiones.

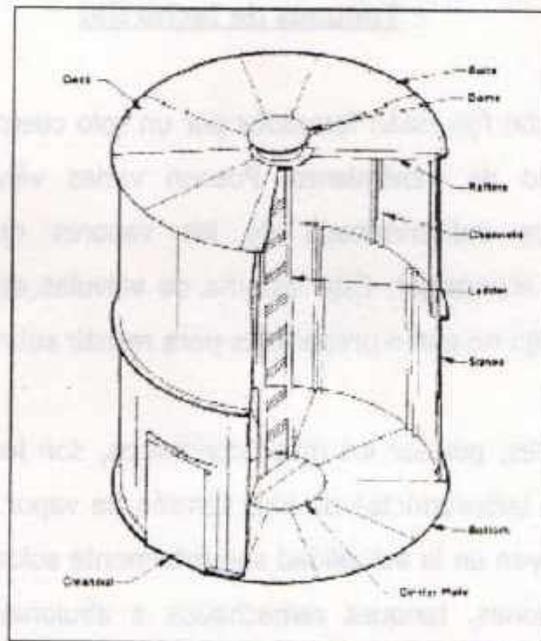
Este tipo de tanques, por ser los más económicos, son los más empleados para almacenar crudo y subproductos de baja tensión de vapor. Los tanques de techo fijo que se construyen en la actualidad son totalmente soldados, pero aún se usan en viejas instalaciones, tanques remachados o abulonados. De esta manera, podemos distinguir dos tipos de tanques de techo fijo:

❖ **Tanque Abulonados:**

Estos tipos de tanques son diseñados y equipados como segmentos ensamblados en la locación para proveer tanque verticales cilíndricos y de techos abiertos y cerrados. Según las normas API estos tanques son diseñados para almacenar de 100 a 10000 barriles, con presiones internas aproximadamente a 1 atm. Son fáciles de transportar y de armar. Si en una de las partes del tanque se desarrolla corrosión, esa pieza puede ser fácilmente reemplazada por otra. También una

sección puede ser removida del tanque sin demasiados problemas y peligros, lo cual no se ve en otros tipos de tanques.

No se requieren herramientas especiales para poder montar un tanque de este tipo, solo se necesitan herramientas de mano. Para una mayor duración del tanque, son protegidos con pintura anticorrosiva, proceso de galvanizado y recubrimientos especiales.

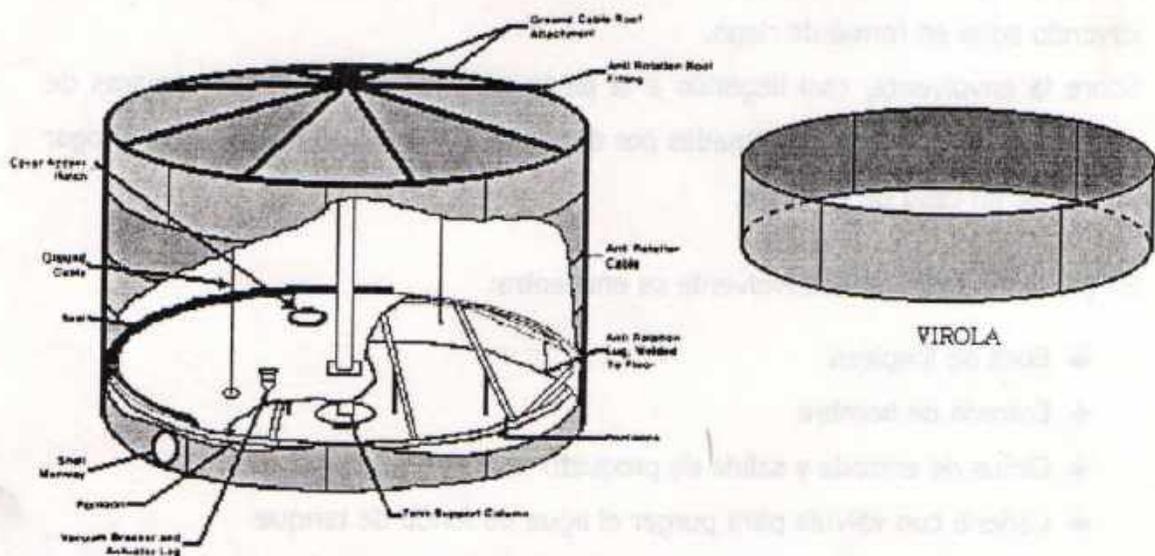


- ❖ **Tanques Soldados:** Estos tanques son fabricados en una gran variedad de tamaños. Son diseñados bajo especificaciones API, para proveer a la industria del petróleo tanques de adecuada seguridad y económicamente viables para el uso de almacenamiento de petróleo y otros líquidos. Generalmente son transportados en camiones.

Mientras que las costuras de los tanques soldados son herméticas, las de los tanques remachados o abulonados requieren un mantenimiento adicional, ya que llevan juntas en la zona de los bulones que con el tiempo se avejentan y tienden a perder.

El tipo de soldadura en las paredes es a tope con las chapas biseladas y de doble costura exterior y simple interior, mientras que en techo y el piso pueden hacerse con la chapa solapada con doble costura interior solamente en caso de no poder hacer la costura exterior (tanque apoyado). Las chapas de las paredes se curvan antes de soldarse, con la forma del diámetro del tanque y se sueldan de a tramos llamados virolas.

Los tanques cilíndricos tienen una estructura o columna central cuyo diámetro dependerá de la capacidad del tanque y que sirve para apoyar los rayos que van a servir de sostén a la estructura del techo. Posteriormente las chapas cilindradas se sueldan y al circuito cilíndrico completo se lo denomina virolas. Por lo tanto, la altura de las paredes del tanque puede ser de una o mas virolas. Los espesores de las chapas dependerá de la capacidad del tanque, pero prácticamente en pisos y techo se usan chapas 1/8" mayor en su espesor que en las paredes, debido a que están mas proclives a la corrosión.



Las franjas de acero (virolas) se enumeran de abajo hacia arriba. El techo puede ser cónico, de casquete esférico o de techo flotante. Los tanques de techo cónico son los más usuales para el almacenamiento de hidrocarburos líquidos, pero si se trata de crudos o subproductos volátiles, son substituidos por los de techo flotante a efectos de reducir las pérdidas de evaporación. No obstante existen tanques cilíndricos verticales de techo cónico que almacenan petróleo crudo, naftas, solventes, etc, que cuentan con válvulas de presión y vacío, que reducen, aunque con menor eficacia que los de techo flotante, las pérdidas de producto por evaporación.

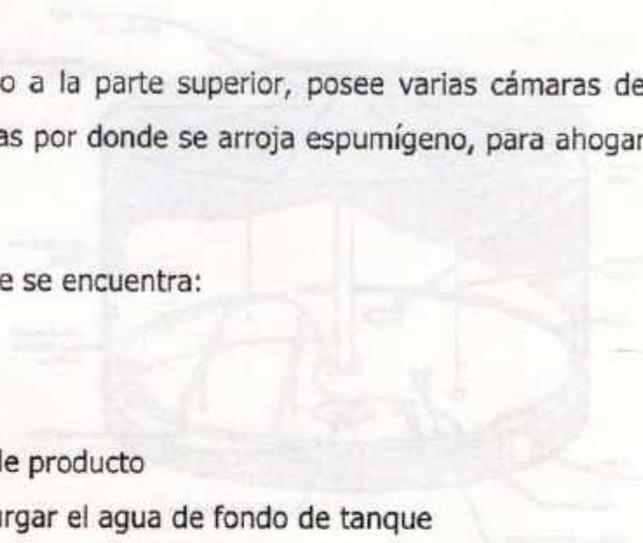
Los tanques que almacenan petróleos de alto punto de escurrimiento ó también subproductos de alta viscosidad, están equipados con serpentines de calefacción para su calentamiento y correspondiente disminución de viscosidad. Además, para conservar más la temperatura del producto almacenado, se encuentran revestidos con una protección térmica.

Los tanques instalados en zonas cálidas y que contengan productos volátiles se encuentran equipados por una cañería de riego sobre el techo, como elemento de seguridad, que posibilita el enfriamiento de las chapas del techo y su envolvente, cayendo agua en forma de riego.

Sobre la envolvente, casi llegando a la parte superior, posee varias cámaras de espuma, perfectamente distribuidas por donde se arroja espumígeno, para ahogar las llamas en caso de incendio.

En el primer anillo de la envolvente se encuentra:

- ✚ Boca de limpieza
- ✚ Entrada de hombre
- ✚ Caños de entrada y salida de producto
- ✚ Cañería con válvula para purgar el agua de fondo de tanque
- ✚ Cuando hay serpentín de calefacción, tienen caño de entrada y salida de vapor.



Hay tanques que tienen además, un medidor automático de altura de líquido, que se pone a punto mediante contraste con mediciones manuales a distintas alturas del producto, a fin de lograr la igualdad entre una y otra.

El ajuste del medidor automático se efectúa por medio de un operador instrumentista.

Todos los tanques, antes de ser habilitados al servicio, son calibrados.

El objeto de la calibración es determinar para distintas alturas el nivel de líquido, los volúmenes correspondientes:

$$V = S \cdot h = k \cdot h = f(h)$$

Para los tanques de techo flotante, su calibración difiere (respecto a los de techo fijo) en la influencia que tiene el peso del techo sobre la masa del producto, cuando éste comienza a flotar.

Ningún tanque de techo fijo, puede ser llenado al máximo, por razones de seguridad. Debe preverse la cámara de vacío, para la expansión de producto por temperatura, cuidando que no supere el nivel de ubicación de la cámara de espuma contra incendio.

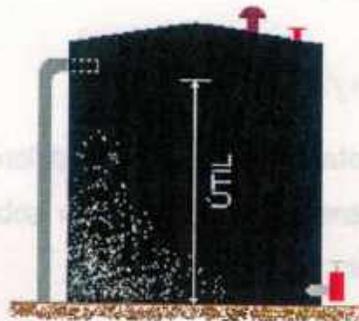
En los tanques verticales pueden determinarse tres capacidades:

1. Nominal
2. Útil
3. Aspirable

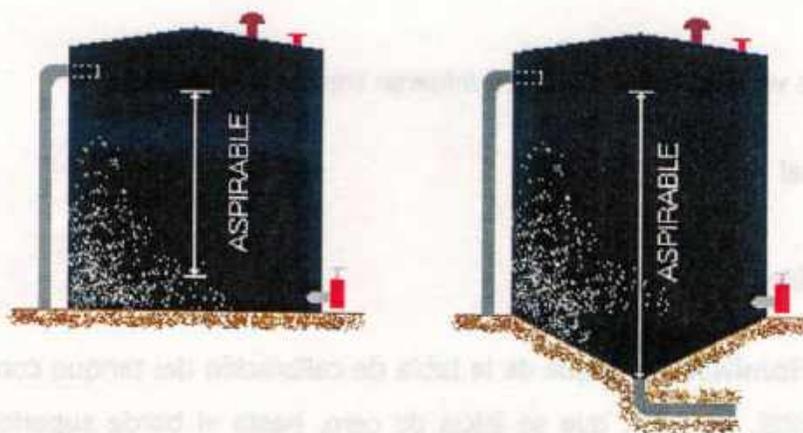
Capacidad Nominal: Es la que da la tabla de calibración del tanque considerado el volumen total, es decir, que se inicia de cero, hasta el borde superior, donde comienza la conicidad del techo.



- **Capacidad Útil:** Comprendida desde el fondo del tanque (cota cero) hasta el límite de llenado que se establezca para cada caso particular.



- **Capacidad Aspirable:** Resultante de deducir a la capacidad útil, el volumen de fondo no aspirable en condiciones de operación manual.



La aspiración del producto puede ser:

- ✚ Lateral fija
- ✚ Lateral con caño de aspiración oscilante
- ✚ De Fondo

Lateral fija: la aspiración se realiza a través de un caño ubicado aproximadamente a 30 cm del fondo, que se prolonga hacia el interior del tanque, pudiendo poseer en su extremo un codo de posición variable (hacia arriba ó hacia abajo).

Lateral de aspiración oscilante: que permite regular la zona de aspiración del producto a efectos de evitar el envío de impureza, agua o sedimentos depositados en fondo.

De fondo: la base del tanque es cónica invertida, en cuyo centro existe un "sumidero" por donde se aspira el producto.

Para todos estos casos, los tanques (y el crudo) deben encontrarse exentas de agua antes de procederse al bombeo. Tienen cañería de purga.

El tanque y construcción del techo es especial, para evitar que se doble o se produzca la ebullición de la superficie de los hidrocarburos por calentamiento a causa de la acción solar.

Para determinados hidrocarburos se utiliza un doble techo, que impide el sobrecalentamiento de su superficie.

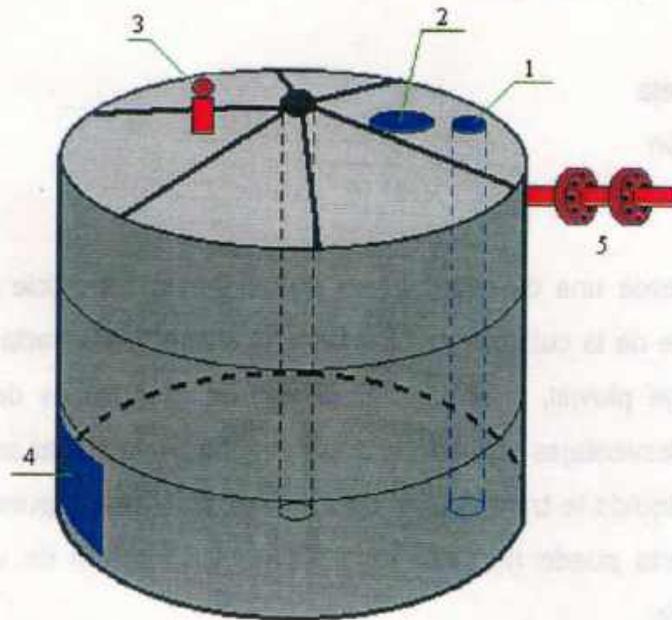
Los tanques según normas API están disponibles en capacidades nominales de 90 a 150.000 barriles, y por lo general se diseñan para trabajar a presión atmosférica. Estos tanques tienen la ventaja de ser fácilmente transportables (hasta 300 m³) a la locación deseada y colocarse manualmente en su ubicación. Pueden también ser fácilmente reparados en la ubicación al reemplazar una virola, piso o techo en caso de ser atacados por la corrosión.

Deben ser protegidos contra la corrosión , con mayor precaución interior que exterior, ya que van a contener fluidos que pueden generar roturas. Interiormente pueden galvanizarse las chapas o pintarse con pinturas anticorrosivas. Para preparar la superficie debe arenarse la chapa, posteriormente darle una pintura de imprimación para evitar la oxidación y por último la pintura plastificante o epoxi con un espesor mínimo de 500 micrones. También suelen protegerse con la colocación de ánodos de sacrificio en cantidad suficiente para cubrir toda el área interior y calculados para un periodo de 5 años de duración. En el exterior se pintan con pinturas sintéticas de acuerdo a las normas en cuanto al tipo de fluido que contiene.

Todos los procesos de fabricación, así como las medidas estándares están reguladas por las normas API, especialidad 12. Así, para tanques cilíndricos verticales en capacidades que van de 90 a 500 barriles , la norma es la API 12-F. La API 12-D da las medidas estándares para tanques de 500 a 10.000 barriles y para tanques mayores se usa la API estándar 650.

Este diseños de tanques tienen varios tipos de aberturas para distintas funciones, como medir, sacar muestras, ventear o limpiar el tanque. Por lo tanto es necesario proveer hermeticidad a las aberturas, debido a la posibilidad de perder livianos. Las bocas para medir (1) son de 2" a 4" (con un caño ranurado que va hasta el fondo para evitar el oleaje durante la medición) y llevan tapa con ajuste de goma , al igual que la boca de muestreo (2) que es entre 15" a 20". En cambio la boca de limpieza (4), que puede estar en la pared lateral (favorece la limpieza del tanque), o en el techo, llevan tapas abulonadas con junta. Todas las zonas donde deben hacerse aberturas o soldar bridas, van reforzadas con doble chapa, lo que se denomina poncho. En el techo llevan una válvula pulmón que absorbe excesos de presión o vacío, llamada válvula de presión y vacío (3), que evita que el tanque explote ante un exceso de presión o se chupe por un vacío provocado por las bomba por ejemplo. Están reguladas para una presión no mayor a 100 gr/cm² y un vacío no menor a -30 gr/cm². También tienen en el costado superior un caño bridado de entrada de espuma, para el caso de que el

tanque se incendie llamado nicho (5) y que tiene entre dos bridas un trozo de papel españa, para evitar que los fluidos del tanque ingresen a la línea de incendio. Cuando ocurre un problema y al presurizar las líneas de la red contra incendio, se rompe el papel españa permitiendo que la espuma ingrese al tanque.



Estos tanques soldados ofrecen a la industria de producción de petróleo una adecuada seguridad y costos razonables para usar en almacenamiento y tratamiento de crudos y agua en las distintas etapas de la producción.

- Tanques de techo flotante

En este tipo de tanques el techo no es fijo, sino que flota sobre la superficie del líquido, es decir, elevándose o hundiéndose con el nivel de fluido, anulando de esta manera la cámara de gases dentro del tanque y disminuyendo la posibilidad de incendio y corrosión. Es muy usado para líquidos muy volátiles como gasolinas y naftas, almacenadas a presiones cercanas a la atmosférica.

La cubierta flotante se diseña para moverse verticalmente por el interior del tanque, proporcionando un espacio mínimo constante entre la superficie del

líquido almacenado y el techo. Los techos flotantes, normalmente se diseñan para proporcionar un sello constante entre la periferia del techo flotante y el casco del tanque.

Existen tres tipos de diseño:

- ✚ Tipo bandeja
- ✚ Tipo pontón
- ✚ Tipo doble cubierta

El primer tipo posee una cubierta simple que cubre la superficie líquida con un cierre en el borde de la cubierta, la cual tiene una pendiente hacia el centro para facilitar el drenaje pluvial, o sea que este tipo de tanques es descubierto a la atmósfera. Las desventajas son que la cubierta está expuesta al sol y al estar en contacto con el líquido le transmite el calor haciendo que ésta pueda vaporizarse. Además la cubierta puede hundirse en el líquido por acción de un peso, como puede ser la nieve.

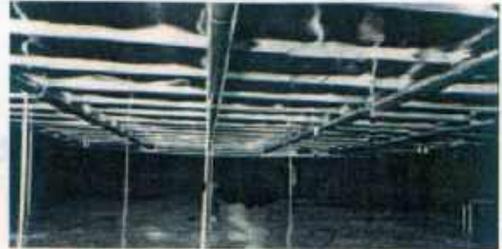
El segundo caso es la misma cubierta, pero con pontones (flotadores), para evitar que este se hunda. También provee una cámara de gas por lo que la transmisión del calor del sol no es tan directa.

El tercer tipo contempla el tipo anterior, pero con doble cubierta; o sea que tiene un techo flotante interior y un techo fijo exterior. Este tipo de tanques se usa en zonas de duras nevadas ya que las acumulaciones de nieve o agua en la cubierta flotante afectan la operación de flotación. Ambas cubiertas, la interior y la exterior, se usan para reducir la pérdida de vapores y para minimizar el efecto de calentamiento, al tener una masa de gas aislante entre las dos cubiertas.

Ya desde comienzos de los años 60, se hicieron intentos importantes para fabricar un dispositivo, que permitiera reemplazar los "Techos Flotantes de Acero" en la

función de almacenar productos volátiles a presión atmosférica, de una manera económica y eficiente.

Las "Cubiertas Internas Flotantes (CIF)", se desarrollan desde ese entonces como una opción efectiva, que por estar colocada bajo un techo fijo, incrementaba su eficiencia, durabilidad y sobre todo podía ser diseñada en forma más liviana.



El uso de las CIF, se intensifica, cuando materiales más resistentes, como el aluminio, fueron utilizados. El aluminio, ofrece la ventaja significativa de ser altamente resistente a la corrosión en ambientes marinos e industriales, además de ser prácticamente inocuo al efecto de la mayoría de los productos almacenados por la industria petrolera y petroquímica.

Características:

Las CIF, son dispositivos diseñados a la medida y para cada caso particular. Su construcción modular, permite 100% de fabricación en taller, reduciendo significativamente los costos de instalación y los tiempos de puesta en operación del equipo.



Todas las partes de una CIF, son lo suficientemente pequeñas para pasar por una boca de visita de 22", por lo que no es necesario abrir puertas de mantenimiento en el tanque.

Entre las ventajas constructivas de las Cubiertas Internas se encuentran:

- Partes constructivas son sumamente livianas, por lo que no se requieren grúas o equipos mecánicos de carga.

- Toda la instalación se realiza usando herramientas manuales. No es necesaria soldadura u oxicorte, por lo que los costos en equipo son especialmente bajos, al igual que los riesgos involucrados en el trabajo.

➤ Pueden instalarse en tanques nuevos o existentes, con columnas o sin columnas. Se dispone de una gran variedad de accesorios capaces de permitir su operación en tanques donde sería imposible instalar un techo flotante de acero.



➤ Aun con su diseño liviano, la cubierta es capaz de soportar elevadas cargas en su superficie.

➤ El personal de instalación y de operación puede caminar sobre la cubierta, con una gran seguridad, aun con la cubierta flotando sobre el líquido almacenado. Igualmente, son capaces de soportar movimientos bruscos en el producto y turbulencias.



➤ Toda la fuerza de empuje de la cubierta es provista por pontones tubulares sellados, lo que la hace prácticamente imposible de hundir.

Ventajas Operativas:

La norma API-650, reconoce y regula el uso de las Cubiertas Internas Flotantes en su apéndice H. Esto ocurre luego de varios años de experiencia operativa de estos dispositivos y del excelente récord obtenido en los aspectos de Eficiencia, Seguridad, Economía y Mantenimiento. Durante este período muchas de las más importantes compañías petroleras a nivel mundial, convirtieron las Cubiertas Internas en equipo estándar, para la construcción de tanques nuevos y la reparación o reconversión de tanques existentes.

Este efecto se ha multiplicado en los últimos años, debido a las exigencias de las agencias reguladoras del ambiente, para la reducción de las emisiones por evaporación.

Cuando usar una Cubierta:

Existen infinidad de casos donde una cubierta puede ser una opción a considerar y en cada uno de ellos con seguridad la cubierta será la opción más económica y efectiva.

Algunos casos típicos, donde la aplicación de la cubierta está plenamente demostrada pueden ser enumerados:

Reconversión de Tanques: Tanques existentes de techo cónico soportado o no, que desean ser utilizados para almacenar un producto liviano (Gasolina, Nafta, Crudos livianos). En este caso, prácticamente sin modificación del tanque puede instalarse una CIF, para los resultados deseados.

Reparación de tanques: Tanques de techo flotante externo dañados que necesiten trabajos mayores, pueden ser reemplazados por una cubierta Interna Flotante en conjunto con un Domo Geodésico de aluminio como techo fijo.



Tanques nuevos: Especificados como tanques de techo flotante, pueden ser diseñados usando un techo fijo (Domo de aluminio o cónico de acero) en conjunto con una CIF.

Un aspecto en común de los casos anteriores, es que en todos ellos, el resultado final será un equipo de mayor calidad, eficiencia, seguridad y a un menor costo tanto inicial como a largo plazo.

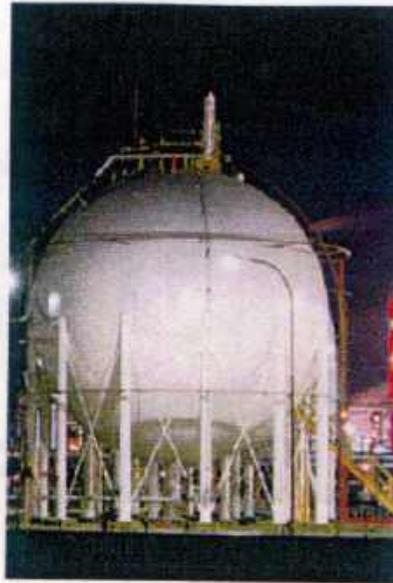
En los tres casos el cierre convencional del tanque consiste en un anillo apoyado contra las envolventes del tanque, que tiene un elemento de caucho o goma flexible que le da hermeticidad.

Tanques de presión

Son tanques herméticos diseñados para soportar presión interna sin permitir la pérdida de los volátiles. Existen los de baja presión para trabajar entre 2.5 y 15 psi , los de media presión que trabajan entre 15 y 250 psi y los de alta presión que trabajan por encima de las 250 psi.

Los de baja y media presión son esencialmente tanques con techo fijo y abovedado y fondo plano. Están reforzados con un larguero circular en la intersección de la envolvente y el techo y tirantes entre el fondo y el techo. También pueden ser hemiesferoidales modulares, que son cascos cilíndricos abovedados en el techo y el fondo, con largueros circulares entre la envolvente y el techo, y entre el casco y el fondo.

Los de alta presión se emplean para almacenar gas licuado (propano, butano) a temperatura ambiente y se construyen bien de forma cilíndrica con cabezales esféricos o de forma esférica.



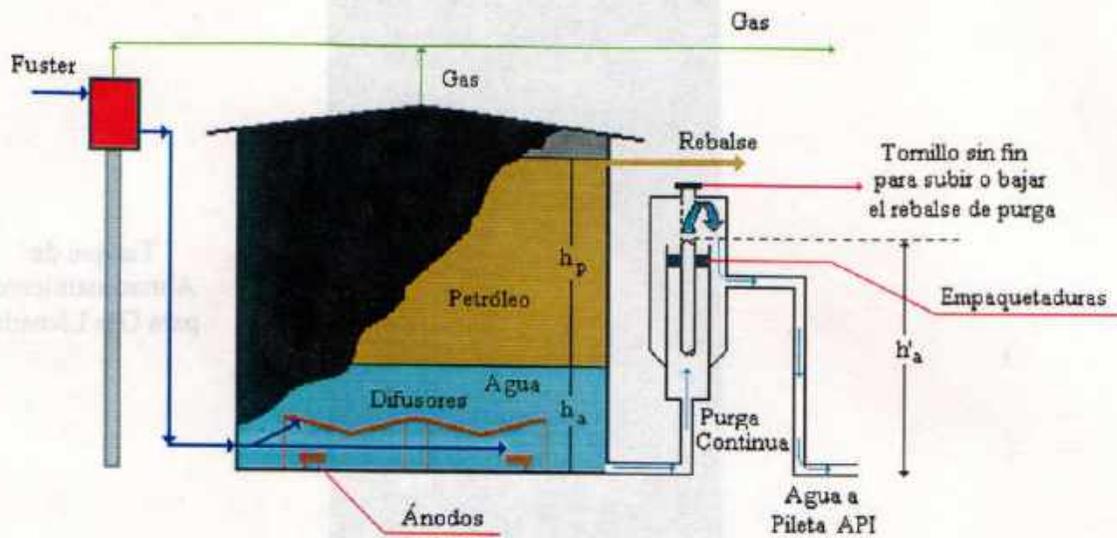
Tanque de Almacenamiento para Gas Licuado

Todos estos tanques llevan dispositivos de seguridad como válvulas de seguridad por presión, e indicadores de nivel o llenado. También llevan dispositivos de control de temperatura y válvulas a distintas alturas para el muestreo.

Tanques Refrigerados

Para almacenar gases licuados, se pueden usar tanques refrigerados, a presión atmosférica y temperaturas de hasta $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$ (efectos criogénicos). Son de tipo cilíndrico vertical con fondo plano y para evitar al máximo la transferencia de calor, poseen una aislamiento en toda su superficie externa. A veces para aumentar esta aislamiento, se encuentran enterrados o semienterrados.

TANQUES CORTADORES DE AGUA (FWKO- Free Water Know Out)



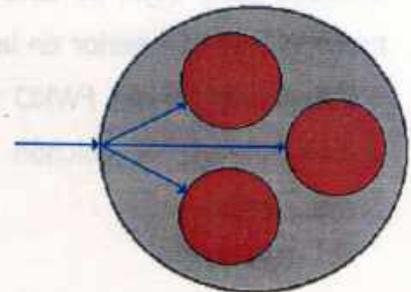
Esquema de un tanque cortador (FWKO)

Los tanques de este tipo funcionan esencialmente como separadores trifásicos porque separan el resto del gas ocluido en el petróleo, que es extraído por la parte superior del tanque a una línea de gas de baja presión que se une a la línea de baja del fuster de entrada al tanque. También funciona como un separador bifásico a presión atmosférica, porque separa agua-petróleo. Es funcional donde los balance técnico-económicos imposibilitan el uso de separadores trifásicos a presión o otro tipo de tratadores (eléctricos). El agua es separada automáticamente por el fondo y el petróleo por la parte superior del tanque, rebalsando a tanques de almacenaje. La interfase agua-petróleo, que no es lineal sino que es una zona de interfase emulsionada, se mantiene aproximadamente a 1/3 de la altura útil del tanque, mediante el uso de una purga continua.

El sistema trabajará óptimamente manteniendo un caudal constante, una interfase estable condicionada por los tiempos de residencia necesarios para la óptima separación de las fases, que de ser necesario deben ser acompañadas por el necesario uso de temperatura y productos deshidratantes, de forma tal de asegurarse un rebalse de petróleo con un porcentaje de agua no mayor al 2 %.

No es necesario colocarle válvula de presión y vacío debido a que la salida de gas esta a presión atmosférica o menor al ser aspirado el gas. Llevan las bocas de medición y muestreo, como así también las bocas de hombre y/o limpieza. Puede llevar un serpentín de calefacción con vapor para mantener el tanque a una temperatura adecuada para una óptima deshidratación, y debe ser diseñado para que **la velocidad ascensional del crudo dentro del tanque no supere el metro lineal por hora.**

El ingreso del fluido es a través de un fuster, que absorbe los escapes de presión del separador de alta (para que no pasen directamente al tanque y alteren la tranquilidad necesaria para una buena separación). Del fuster pasa al tanque, entrando por la parte inferior de este hacia difusores que difunden el fluido por todo el tanque y evitan canalizaciones. Normalmente es de tipo como muestra la figura, cuyo objeto es mejorar la eficiencia areal del tanque y evitar una canalización entre la entrada y las salidas del mismo.



En todo el largo de la pared del tanque lleva válvulas de muestreo cada 50 cm con el objeto de visualizar la altura del colchón.

El principio de funcionamiento de la purga continua se basa en el principio de los vasos comunicante, donde la presión en ambos lados debe ser igual. Es decir, la presión dentro del tanque debe ser igual a la presión dentro de la purga continua:

$$\begin{array}{ll}
 P_t = P_{pc} & P_t : \text{Presión interna tanque} \\
 P_t = h_p * \delta_p + h_a * \delta_a & P_{pc} : \text{presión purga continua} \\
 P_{pc} = h'_a * \delta_a & h_p : \text{altura petróleo} - h_a : \text{altura agua} \\
 & h'_a : \text{altura agua purga continua} - \delta : \text{densidad}
 \end{array}$$

Luego : $h_p * \delta_p + h_a * \delta_a = h'_a * \delta_a$

Por lo que

$$h_a = \frac{h'_a \cdot \delta_a - h_p \cdot \delta_p}{\delta_a}$$

Por lo que si modifico la altura del rebalse de la purga continua (h'_a), se me modifica la altura del colchón de agua (h_a). Por lo tanto, si quiero que el colchón suba, entonces subo la altura del rebalse de la purga continua y viceversa

En este tipo de tanques también puede hacerse la primera etapa de lavado al crudo para bajar el tenor salino de este y facilitar el trabajo en el tanque lavador, etapa posterior en la playa de tanques. Para eso basta con ingresar agua dulce al colchón del FWKO y bajarle la salinidad para que exista diferencia de salinidad entre el colchón y el fluido de ingreso para que comience la desalinización.

Como conclusión y para que la calidad (bajo % de agua) obtenida en el crudo que rebalsa sea buena, aparte de la dependencia del tipo de emulsión, deben tenerse en cuenta algunos factores de diseño importantes:

- El volumen del colchón de petróleo debe brindar el suficiente tiempo de residencia para permitir que el agua aun integrada, decante por coalescencia y gravedad.
- El colchón debe tener la altura suficiente para permitir que el petróleo, distribuido desde el fondo, flote en el agua logrando en el ascenso una buena coalescencia.
- Es importante mantener una temperatura acorde con el tipo de crudo, para lograr una disminución de la viscosidad, favoreciendo la coalescencia, y el mínimo de pérdidas de livianos.
- En muchos casos y debido a las características de las emulsiones, se hace necesario la inyección de productos desemulsionantes. Pueden ser de base agua

o petróleo, de acuerdo al tipo de emulsiones a tratar y es conveniente inyectarlos en los puntos mas alejados del tanque (colectores), con el objeto de que ya vengán trabajando antes del ingreso al tanque.

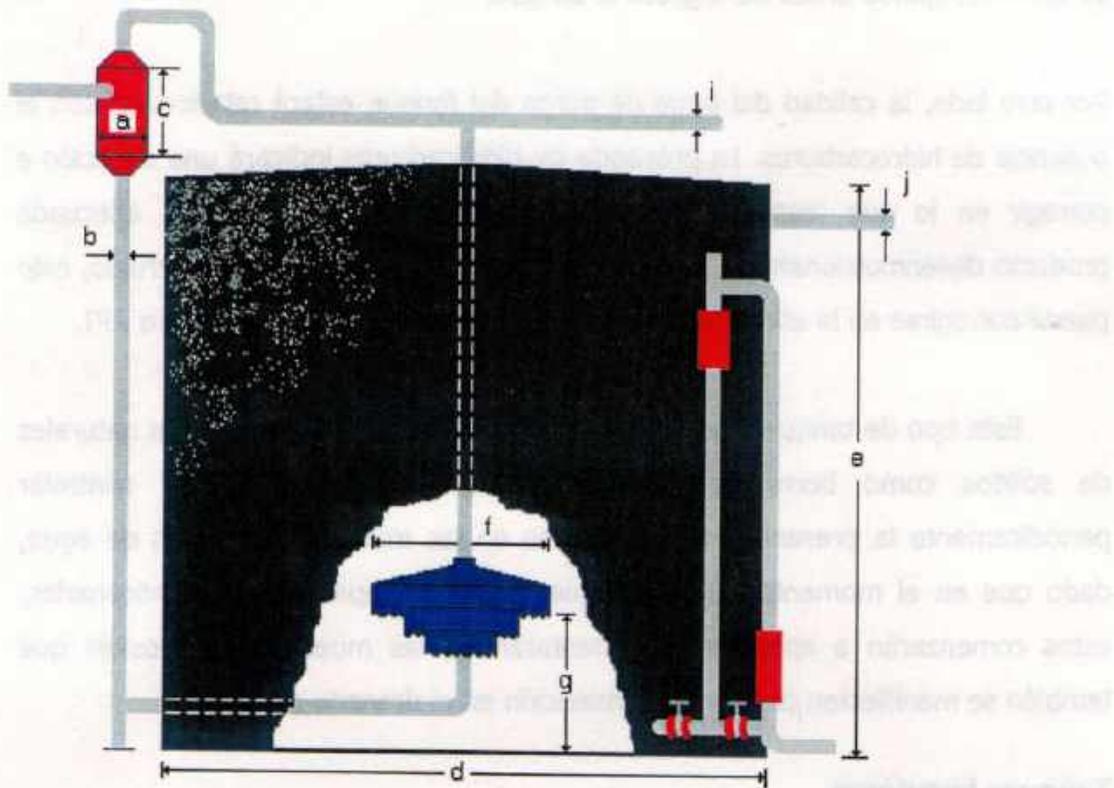
Por otro lado, la calidad del agua de purga del tanque estará relacionada con la ausencia de hidrocarburos. La presencia de hidrocarburos indicará una situación a corregir en lo que respecta al tiempo de residencia, temperatura, adecuado producto desenmulsionante o falla de diseño. Si el tanque ya esta construido, esto puede corregirse en la etapa siguiente del agua de purga, que es la pileta API.

Este tipo de tanques, por su función específica, son decantadores naturales de sólidos como barros y arenas. Por lo tanto es menester controlar periódicamente la presencia de los mismos en las muestras y análisis de agua, dado que en el momento que el tanque colme su capacidad de almacenarlos, estos comenzarán a aparecer o aumentarán en las muestras. Es posible que también se manifiesten como una disminución en el drenado de agua.

Tanques lavadores

El tanque lavador es la primera etapa en la playa de tanques y su función específica es la de lavar el crudo para bajarle la salinidad y dejarlo en condiciones de entrega. También se produce en él el proceso final de deshidratación. Son similares a los FWKO, con la diferencia de que ingresa crudo deshidratado. Este pasa a través de un colchón lavador de agua dulce, que se mantiene con bajo tenor salino ingresando continuamente agua dulce y purgando a través de una purga continua el agua contaminada. Posee todos los elementos propios del FWKO. De este tanque, el crudo ya sale en condiciones de entrega (menos de 1 % de agua y 100 gr/m³ de sales de cloruro de sodio), y pasa al tanque de entrega. En caso de no salir en especificaciones, se puede recircular y hacerlo pasar nuevamente por el tanque lavador.

En la siguiente figura y en la tabla a continuación se muestran el diseño y las principales dimensiones para distintas capacidades de tanques lavadores.



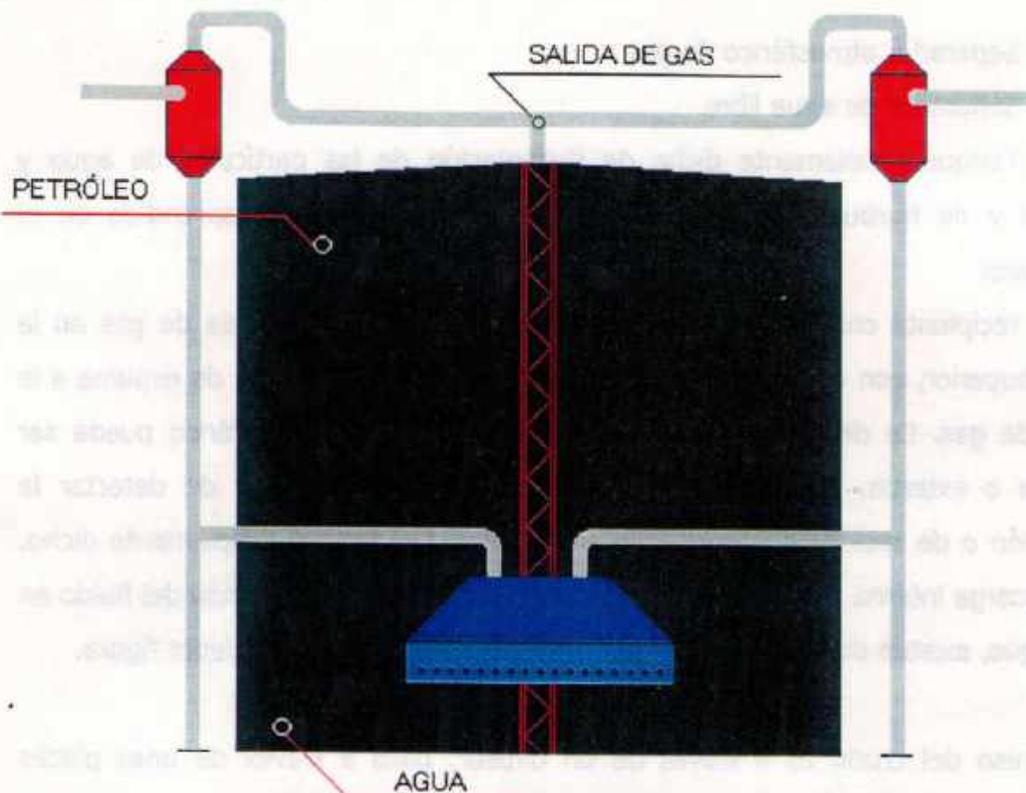
| Dimensiones | Capacidad en bbls/día | | | |
|--|-----------------------|--------------|---------------|---------------|
| | 300 | 750 | 1500 | 3000 |
| a: Diámetro del Separador (pulgadas) | 20 | 36 | 36 | 36 |
| b: Diámetro de la cañería base (pulgadas) | 8 | 20 | 20 | 20 |
| c: Altura del Separador (pulgadas) | 32 | 60 | 60 | 60 |
| d: Diámetro del Tanque | 9 ft, 2 3/4" | 5 ft, 4 5/8" | 21 ft, 6 1/2" | 29 ft, 8 5/8" |
| e: Altura del Tanque en (feet) | 24 | 24 | 24 | 24 |
| f: Diámetro del Difusor (feet) | 4 | 8 | 10 | 12 |
| g: Ubicación del Distribuidor | 3' 6" | 3' 6" | 3' 6" | 3' 6" |
| h: Diámetro de la cañería de entrada (pulgadas) | 3 | 3 | 4 | 4 |
| i: Diámetro de la cañería de gas (pulgadas) | 3 | 4 | 4 | 6 |
| j: Diámetro de la cañería de salida de petróleo (pulgadas) | 3 | 4 | 4 | 6 |

Estos tanques son esencialmente separadores por diferencia de densidad. Constan esencialmente de tres elementos principales:

1. Separador atmosférico de gas
2. Separador de agua libre
3. Tanque propiamente dicho de decantación de las partículas de agua y sólidos y de burbujas remanentes de gas que no se han desprendido en el separador

Es un recipiente con una entrada tangencial del fluido, una salida de gas en la parte superior, con una pantalla deflectora para prevenir la salida de espuma a la línea de gas. La descarga de líquido de este separador atmosférico puede ser interna o externa, al tanque. El tipo externo tiene la ventaja de detectar la corrosión o de realizar su separación sin desarmar el tanque propiamente dicho. La descarga interna tiene menos pérdida de calor y mejor distribución del fluido en el tanque, existen diseños combinados como se muestra en la siguiente figura.

El ingreso del crudo es a través de un difusor, pasa a través de unas placas deflectoras que difunden el crudo a través de todo el colchón con el objeto de obtener un íntimo contacto entre el agua dulce y el petróleo. Es importante, mantener el colchón caliente para disminuir la viscosidad del crudo y aumentar el contacto, por lo que llevan serpentines de calefacción.



El separador de agua libre está en la parte inferior del tanque y es normalmente una descarga automática que controla el nivel de agua en el tanque lavador por diferencia de densidad.

Usualmente el nivel es un tercio de la altura útil del tanque. El nivel de separación agua – petróleo no está definida por una interfase neta, sino por una zona de emulsión intermedia que depende de las características del petróleo y particularmente de los valores de tensión interfacial de la emulsión. La separación del agua y los sólidos, depende del valor de esta tensión interfacial y el tiempo necesario para conseguir esta separación determina la capacidad o tamaño del tanque lavador.

La aplicación de calor y de productos químicos se usan para ayudar a romper estas emulsiones.

PROTECCION ANTICORROSIVA DE TANQUES

Como cualquier superficie metálica sujeta a la influencia de elementos corrosivos provenientes de los fluidos contenidos y del medio, debe ser convenientemente protegida contra la corrosión. Los interiores de tanques se protegen colocando pinturas anticorrosivas como protex o epoxi. También se le colocan en el interior ánodos de sacrificio que deben trabajar sumergidos en agua, por lo que en estas circunstancias, las salidas o purgas del tanque deben estar por encima de los ánodos. En el caso de que el tanque tenga serpentines de calefacción, estos también deben ser protegidos. De todos modos, las zonas más atacadas son el piso (por el contacto con las aguas que contienen los elementos más agresivos) y el techo, por la influencia de los gases y del oxígeno.

El exterior se protege con pintura epoxi y algún latex que le da el color normalizado de acuerdo al fluido y uso del tanque.

En la definición del material específico para el revestimiento, deben ser tenidos en cuenta factores tales como:

- ✦ Tipos de revestimiento disponibles
- ✦ Tipos de superficie a cubrir
- ✦ Compatibilidad de revestimientos
- ✦ Nº de revestimientos requeridos en los diversos tipos de superficie para máxima protección

Para asegurar revestimientos de alta calidad, se debe considerar :

- ❖ **Compatibilidad:** En este caso deberá tenerse en cuenta el hecho de que dos tipos distintos de pinturas pueden colocarse en conjunto.
- ❖ **Espesor de la película:** Es uno de los factores más importantes en la obtención del objetivo deseado a partir de un revestimiento seleccionado. Este será variable en función de las propiedades generales del revestimiento, el tipo de superficie a revestir y la severidad del medioambiente al cual este expuesto.

❖ **Preparación de la superficie:** Parecería redundante hacer mención a la importancia de la preparación de la superficie sobre la que se va a aplicar el revestimiento, pero parte de la idea que una superficie mal preparada contribuye al fracaso del revestimiento. Cualquier superficie " sucia " con grasa, polvo, humedad, etc, formará una película entre la superficie y el revestimiento que pronto se romperá, desprendiendo el revestimiento y dejando la superficie expuesta. Por lo tanto, es de especial importancia estar seguros del estado de limpieza y preparación de la superficie, antes de aplicar el revestimiento.

Tipos de revestimiento

✚ **Alquitrán de hulla:** Es uno de los revestimientos más antiguos. Tiene una permeabilidad extremadamente baja, protegiendo a la superficie mediante una exclusión mecánica de humedad y aire. Es altamente resistente al agua y resiste ácidos minerales débiles, álcalis, sales, soluciones ácidas y otros agentes químicos agresivos.

✚ **Resina epoxi:** Tiene excelente adherencia, rigidez, resistencia a la abrasión, flexibilidad, alta durabilidad y buena resistencia a químicos y humedad. Las aplicaciones incluyen tanques de crudo, tanques de techo flotante, tanques para almacenamiento de solventes, tanques para lodos de perforación y líneas de conducción.

✚ **Forros de caucho:** se usan interiormente para tanques de almacenamiento con servicios severos, tales como temperaturas elevadas o para proteger de contenidos muy agresivos, como cloruros concentrados y ácidos fuertes como crómico, sulfúrico, clorhídrico y fosfórico.

✚ **Galvanizado:** Es un revestimiento de zinc, altamente resistente a la mayoría de los tipos de corrosión. Los tanques soldados o abulonados de acero son los más apropiados para galvanizar. El proceso de galvanizado se hace sumergiendo las partes en un proceso de inmersión caliente (hot-dip), después

- de la fabricación y antes de armar el tanque. Se recomiendan para petróleos sulfurosos y asociados con sulfuro de hidrógeno gaseoso. También es bueno en áreas marinas.

Revestimientos externos:

Las necesidades de la protección externa son para la acción del ambiente y también para el aspecto. Hay múltiples tipos de revestimientos que van a depender de la zona y de las condiciones ambientales. La presentación final va a depender del uso del tanque, para lo cual se deben respetar los colores normalizados.

Protección catódica

Se utiliza para controlar la corrosión de naturaleza electroquímica, mediante la cual una corriente directa es forzada a fluir por el área superficial de la estructura de acero, haciendo un cátodo y de esta forma un estado no corrosivo. Los ánodos de sacrificio se recomiendan para proteger el interior del tanque. Un sistema de corriente impresa se recomienda para las cañerías, casing de pozos, etc.

SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA PARA TANQUES EN CONTACTO DIRECTO CON EL SUELO

Existen muchas formas de corrosión. Los dos tipos más comunes relacionados con el fondo de un tanque son la general y la puntual. En la corrosión general, se forman miles de celdas microscópicas sobre un área de la superficie del metal, resultando en pérdida de metal. En la corrosión puntual, las celdas individuales son más activas y se pueden identificar distintas áreas anódicas y catódicas. La pérdida del metal en ese caso puede concentrarse dentro de áreas relativamente pequeñas, sin que la corrosión afecte áreas considerables de la superficie.

La composición del metal es importante para determinar qué áreas de la superficie se convierten en ánodos o en cátodos. Pueden surgir diferencias de potencial

electroquímico entre áreas adyacentes por la distribución desigual de los elementos en la aleación o en los contaminantes, dentro de la estructura del metal. La corrosión también puede originarse por la diferencia entre el metal de la soldadura, las zonas afectadas por calor y el metal base.

Las propiedades físicas y químicas de los electrolitos también influyen en la formación de áreas catódicas sobre la superficie del metal. Por ejemplo, se pueden generar diferencias de potencial entre áreas de una superficie de acero, debido a las diferentes concentraciones de oxígeno. Las áreas con bajas concentraciones de oxígeno se convierten en anódicas y las áreas con altas concentraciones de oxígeno se convierten en catódicas.

Esto puede causar corrosión en áreas donde el barro y otros residuos se hallan en contacto con el fondo de acero de un tanque sobre una capa de arena o donde un tanque se coloca sobre dos tipos diferentes de suelo. Las características del suelo afectan sustancialmente el tipo y velocidad de corrosión de una estructura en contacto con el suelo. Por ejemplo, las sales disueltas influyen en la capacidad de transporte de corriente de los electrolitos del suelo y ayuda a determinar las velocidades de reacción sobre las áreas anódicas y catódicas. El contenido de humedad, el pH, la concentración de oxígeno y otros factores interactúan de manera compleja, influyendo en la corrosión.

Métodos de protección catódica para control de la corrosión.

La protección catódica es un método ampliamente aceptado para el control de la corrosión. La corrosión de tanques de almacenamiento de acero con fondo sobre el suelo, puede reducirse o eliminarse mediante la aplicación apropiada de la protección catódica. La protección catódica es una técnica para prevenir la corrosión que hace que toda la superficie del metal a proteger, actúe como el cátodo de una celda electroquímica. Existen dos sistemas de protección catódica:

a) Ánodos de sacrificio

b) Corriente impresa

Ánodos de sacrificio

Los sistemas de ánodos de sacrificio, utilizan ánodos galvánicos, los cuales están hechos de magnesio ó zinc en forma de barras, se instalan los ánodos enterrados directamente en el suelo rodeados de una mezcla química y empacados en sacos especiales.

Los ánodos están conectados al sistema de forma individual o en grupos. Los ánodos galvánicos están limitados en su corriente de salida por el voltaje del sistema y la resistencia del circuito. Se deben emplear sistemas del tipo de corriente impresa para la protección catódica de estructuras de gran tamaño, descubiertas o con recubrimiento deteriorado.

Los sistemas de ánodos de sacrificio de protección catódica, se deben aplicar en tanques de pequeño diámetro. Para los ánodos galvánicos en instalaciones sobre el suelo, se utilizan comúnmente tres materiales:

- a) Aleaciones de magnesio con alto potencial.
- b) Aleaciones de magnesio estándar
- c) Zinc.

Se hallan disponibles en el mercado diferentes pesos, tamaños y configuraciones de ánodos de magnesio y zinc, los cuales pueden venir desnudos o empacados con material de relleno especial. La variedad en pesos, se utiliza para cubrir los distintos requerimientos del diseño, de acuerdo a la corriente de salida y la vida útil del ánodo. Es necesario considerar material de relleno especial, cuando se instalan ánodos en suelos de alta resistividad.

El material de relleno consiste en una mezcla de yeso, bentonita y sulfato de sodio, que reduce la resistencia e incrementa el área de contacto del ánodo con el

suelo. El número de ánodos que se requieren para la protección catódica de tanques de almacenamiento sobre el suelo, depende del requerimiento total de corriente y de la corriente de descarga promedio individual de los ánodos en el suelo. Al calcular la colocación de los ánodos, también deben considerarse los factores que influyen en la distribución de la corriente sobre la geometría de la estructura.

Generalmente se obtiene mejor distribución de la corriente y una polarización más uniforme, distribuyendo ánodos uniformemente alrededor del tanque o bajo los tanques de nueva construcción (figura 1).

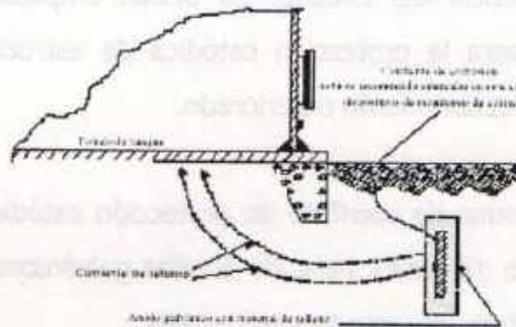


Figura 1- Protección catódica con ánodos de sacrificio

Sistemas de corriente impresa

Ánodos:

Los ánodos de corriente impresa deben ser de materiales como el grafito; el hierro fundido con alto contenido de silicio; metales platinizados; la magnetita y mezcla de óxidos metálicos, entre otros.

Estos ánodos se instalan desnudos con material de relleno especial (como el grafito pulverizado, con alto contenido de carbón). Están conectados, individualmente ó en grupos, a una terminal positiva o a una fuente de corriente

directa, mediante conductores aislados. La estructura se conecta a la terminal negativa, desde una fuente de corriente directa (rectificador) (figura 2).

Para instalaciones en el suelo se prefiere el grafito, el hierro fundido con alto contenido de silicio o mezcla de óxidos metálicos. Cada material del ánodo tiene una densidad de corriente óptima que da una máxima vida de servicio al ánodo. Los ánodos pueden ser localizados en camas o distribuidos cerca, abajo o alrededor, de las estructuras que se van a proteger.

Un diseño adecuado para una cama de ánodos debe:

- a) Evitar interferencias físicas con las estructuras existentes, particularmente con los sistemas de tierra física.
- b) Suministrar una corriente uniformemente distribuida.
- c) Evitar interferencias de corrientes parásitas de estructuras adyacentes.

El número de ánodos para un diseño particular de protección catódica, se determina por el requerimiento total de corriente de las estructuras por proteger y por la densidad de corriente óptima del material seleccionado para el ánodo. Al diseñar la distribución de los ánodos, deben instalarse ánodos adicionales para un flujo más uniforme de la corriente y para permitir un margen en caso de fallas aisladas en la conexión, o por agotamiento de algunos ánodos.

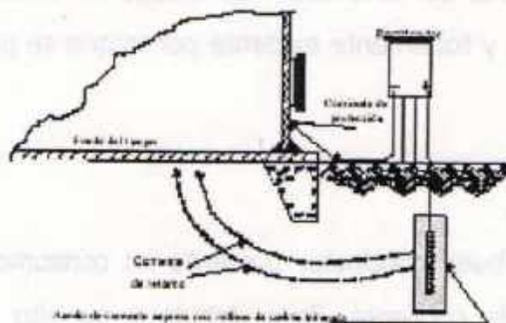


Figura 2- Protección catódica con corriente impresa

Materiales de los ánodos

Ánodos inertes para corriente impresa.

Los ánodos inertes más comúnmente utilizados en los sistemas de protección catódica por corriente impresa son:

a) Ánodo de grafito

El grafito es el material más empleado para la instalación de dispositivos anódicos en tierra, por su gran conductividad y bajo consumo en la mayoría de los suelos.

Uso: en todo tipo de suelo

b) Ánodo de acero al alto silicio.

Este tipo de ánodos son más conocidos como de "Ferro-silicio" y se producen en dos aleaciones de acero al alto silicio cuyas características son:

b.1. Ánodo de acero al alto silicio (ferrosilicio).

Uso: Terreno de baja resistividad.

b.2. Ánodo de acero al alto silicio y cromo.

Se fabrican en forma cilíndrica tanto sólidos como tubulares.

Uso: en condiciones de muy baja resistividad y agua salada.

c) Ánodo de mezcla de óxidos metálicos.

Estos ánodos son fabricados de un sustrato de titanio el cual es recubierto con un catalizador de mezcla de óxidos metálicos. Debido a que el sustrato de titanio es protegido en forma natural por una capa oxidante, el ánodo conserva sus dimensiones durante el tiempo de vida del sistema. La conducción de la corriente se lleva a cabo a través del catalizador de mezcla de óxidos metálicos, el cual es altamente conductivo y totalmente oxidante por lo que se pueden lograr corrientes de alta intensidad.

d) Ánodo platinizado.

El platino siendo un buen conductor presenta un consumo prácticamente nulo a cualquier densidad de corriente. Pero debido a su alto costo su uso es muy restringido.

Uso: en forma de recubrimiento sobre otro metal base como la plata o el titanio.

Ánodos galvánicos (de sacrificio)

Este tipo de ánodos sirven esencialmente como fuente de energía, donde no es posible obtener energía eléctrica con facilidad o en las que no es conveniente o económico instalar líneas de energía para este propósito, los materiales que mas se utilizan como ánodos galvánicos son el magnesio, el aluminio y el zinc.

a) Ánodo de magnesio

Se fabrican en diversos pesos y medidas incluyendo cintas y barras, considerando el criterio del diseñador. El magnesio es el material mas utilizado como ánodo galvánico.

Uso: principalmente para proteger estructuras enterradas, tanques, condensadores, ductos, entre otros.

b) Ánodo de aluminio.

Se fabrican en diversos pesos y medidas.

Uso: para proteger estructuras sumergidas que operan con altas temperaturas en plataformas marinas.

c) Ánodo de zinc.

Este tipo de ánodos se fabrican con zinc de alta pureza (99.99%) en diversos pesos y medidas con alma de tubo, varilla o patín de solera galvanizada para su instalación.

Usos: en forma de brazalete para proteger estructuras sumergidas, tuberías de acero desnudas en suelos de baja resistividad, cascos de barcos, entre otros.

Materiales de relleno.

Se utilizan para ampliar el área de los ánodos con el fin de reducir su resistencia de contacto con el suelo.

a) Para ánodos inertes

En estos casos se usa como material de relleno, carbón de coque metalúrgico pulverizado.

b) Para ánodos galvánicos.

En estos casos se usa como material de relleno la composición que a continuación se indica, (Tabla No. 1), pero dependiendo de la resistividad del terreno el porcentaje variará.

| MATERIAL | PESO EN % |
|-------------------------------|-------------------------------------|
| Yeso seco en polvo | 75 |
| Bentonita seca en polvo | 20 |
| Sulfato de sodio anhidro | 5 |
| Aqua para saturar la mezcla. | |
| Cantidad de relleno por ánodo | |
| Peso de ánodo kilogramos (lb) | Cantidad de relleno kilogramos (lb) |
| 7.71 (17) | 13.61 (30) |
| 14.51 (32) | 15.88 (35) |
| 21.77 (48) | 23.58 (52) |

Protección catódica interna.

El diseño de un sistema de protección catódica interna es complicado, debido a la variación del nivel del medio corrosivo acumulado (normalmente agua). Además, la presencia de lodos y otros contaminantes pueden tener un efecto nocivo en el funcionamiento del sistema de protección catódica.

Hay muchos factores que influyen en el diseño de un sistema de protección catódica interna, como:

- a) Condición y tipo de recubrimiento.
- b) Nivel máximo y mínimo de electrolito en el tanque.
- c) Compatibilidad de líquido almacenado con ánodos y cables.
- d) Intervalos de inspección interna del tanque, que afecta la vida de diseño.

Debido a las múltiples variables asociadas al diseño de los sistemas de protección catódica interna para tanques de almacenamiento de petróleos, el uso de éste tipo de sistemas es limitado y no existen prácticas comunes para toda esta industria.

Limitaciones de protección catódica externa.

La protección catódica es un medio efectivo para el control de corrosión sólo si es posible el paso de corriente eléctrica entre ánodo y cátodo en el fondo del tanque. Muchos factores pueden también reducir o eliminar el flujo de corriente eléctrica y pueden limitar la efectividad de la protección catódica en algunos casos ó imposibilitar este uso en otros casos.

Tales factores incluyen:

- a) Bases de concreto, asfalto o arena aceitosa.**
- b) Un recubrimiento impermeable entre el fondo del tanque y los ánodos, como en un sistema de contención secundaria.**
- c) Suelos de alta resistencia o cimientos rocosos.**
- d) Fondos de tanques viejos, que se dejan en su lugar original cuando se instalan los nuevos.**

Estos factores y otros adicionales se discutirán más adelante. Es importante hacer notar que la protección catódica externa no tiene efecto en la corrosión interna.

Los siguientes puntos deberán ser investigados y tomados en cuenta en la evaluación de inspección y en los datos estadísticos de corrosión:

- a) Inspección de tanques recomendada por API, estándar 653 o su equivalente.**
- b) Registros de las tasas promedio de corrosión.**
- c) Problemas de corrosión en tanques cercanos.**
- d) Problemas de corrosión en tanques de construcción similar.**
- e) Problemas de corrosión por corrientes parásitas.**
- f) Diseño y funcionamiento de sistemas anteriores de protección contra corrosión.**
- g) Mediciones de potencial entre el suelo y estructuras.**

Los siguientes aspectos deberán investigarse y determinarse al evaluarse las necesidades de protección catódica para tanques:

- a) Estructuras metálicas enterradas en las cercanías.
- b) Sistemas cercanos de protección catódica.

Si esta evaluación indica que existe corrosión externa o es probable, debe utilizarse la protección catódica u otras medidas de control de corrosión. Si la corrosión interna es un problema conocido, el uso de un recubrimiento debe ser considerado. En ciertos casos, puede ser aplicable utilizar la protección catódica interna conjuntamente con un recubrimiento.

Otros factores que afectan la protección catódica

El contenido de un tanque de almacenamiento puede influir en la corrosión del fondo del tanque. La corrosión puede acelerarse sobre la superficie externa del fondo de un tanque calentado a temperaturas elevadas, si el área de contacto es húmeda. Los tanques de almacenamiento que contienen productos calientes pueden requerir un incremento en la densidad de corriente para lograr una protección adecuada sobre la superficie externa del fondo.

Reemplazo o reparación de fondos de tanques de acero.

El reemplazo o reparación de fondos de tanques de acero es una práctica común, ya que las paredes de los tanques generalmente duran más que el fondo. Los recubrimientos se aplican frecuentemente en tanques para protección de la corrosión interior y exterior.

La instalación de un nuevo fondo en los tanques de acero, es también una práctica muy común. En el método de reparación por cambio de fondo, es muy importante determinar si se debe o no instalar un sistema de protección catódica. Si un fondo de tanque se protege con protección catódica o si se planea protección catódica para el nuevo fondo, el fondo viejo deberá ser retirado totalmente. Si este no se retira, el fondo viejo formará un escudo que recolectará

la corriente catódica a través del suelo y bloqueará la protección catódica del fondo nuevo.

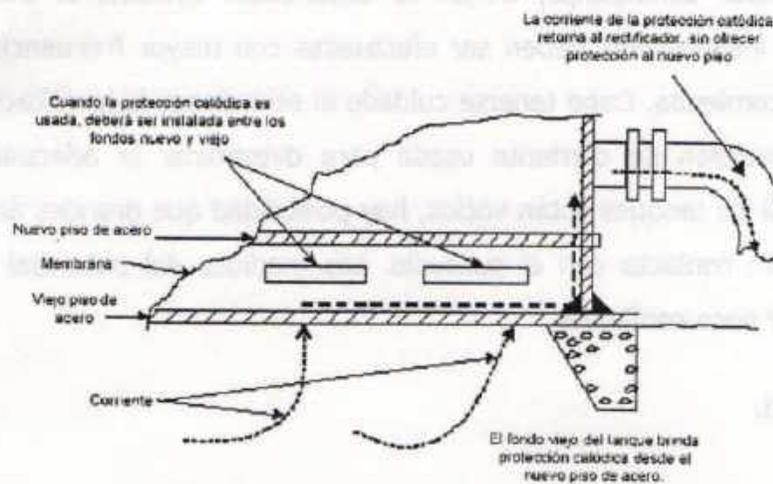


Figura 3 – Nuevo fondo de acero encima del viejo fondo

A menos que la protección catódica sea instalada entre los dos fondos de acero o el fondo viejo sea retirado, aislado eléctricamente o cubierto con un material no conductor (Figura 3), una celda galvánica puede resultar entre el nuevo y viejo fondo.

La experiencia en la industria nos muestra, que si el electrolito conductor existe entre ambos fondos, el flujo de corriente y la pérdida del metal será desde el nuevo fondo, resultando fallas prematuras en éste.

Operación y Mantenimiento de Sistemas de Protección Catódica.

Las mediciones eléctricas y las inspecciones son necesarias para determinar que la protección se ha establecido de acuerdo al criterio aplicable y que cada parte del sistema de protección catódica esta operando adecuadamente. Las condiciones que afectan la protección están sujetas a cambio con el tiempo. Pueden requerirse cambios en el sistema de protección catódica para mantener la protección. Son

necesarias mediciones periódicas e inspección para detectar cambios en la operación del sistema de protección catódica.

Pueden existir condiciones, donde la experiencia operacional indique que las pruebas e inspecciones deben ser efectuadas con mayor frecuencia, que lo que aquí se recomienda. Debe tenerse cuidado al seleccionar la localización, número y tipo de medición de corriente usada para determinar la adecuada protección catódica. Si los tanques están vacíos, hay posibilidad que grandes áreas del fondo no estén en contacto con el subsuelo. Las medidas del potencial en este caso pueden ser poco confiables.

Seguridad.

Todo el sistema de corriente impresa debe ser diseñado pensando en la seguridad. Se debe tener cuidado de asegurar que todos los cables estén protegidos para evitar daños y la posibilidad de un arco eléctrico.

Los rectificadores y cajas de conexiones, deben cumplir convenientemente los requerimientos para el lugar específico y ambiente en donde estén instalados. La localización será determinada por las necesidades propias del área a proteger y de acuerdo a los criterios de protección catódica de la NOM 008-SECRE -1999.

Cálculo de la protección catódica para el interior de un tanque

a) Superficie expuesta a la corrosión

Es la suma de la superficie del fondo, serpentín de calefacción y de la superficie lateral del tanque, que varía según la altura del colchón de agua:

$$St = \pi * d^2 / 4 + \pi * h * d + \pi * de * L$$

Donde:

- d*: diámetro interno del tanque
- de*: diámetro externo del serpentín
- L*: longitud del serpentín
- h*: altura del colchón de agua en el tanque

S_t : superficie expuesta a la corrosión

b) Corriente necesaria de protección

Se considera como valor de corriente necesaria de protección

$$50 \text{ mA/m}^2 \text{ a } -0.6 \text{ Volt}$$

c) Adopción del tipo de ánodo de sacrificio

Para ánodo de **Mg** fijamos que cada ánodo cubra una superficie efectiva de **2 mts de radio**, por lo que cubriría una superficie de **12.56 m²** ($\pi * d^2 / 4$)

La cantidad de ánodos requeridos es: $N^\circ = S_t / 12.56 \text{ m}^2$

La corriente total de gasto sería: $A_t = 50 \text{ mA/m}^2 * S_t$

Para una vida de X años del ánodo, el peso de cada uno es:

$$P = X * d * 8760 / D$$

Donde: P : peso del ánodo en libras

D : drenaje real del ánodo. Para el Mg es 500 A*h / lb

X : vida del ánodo en años

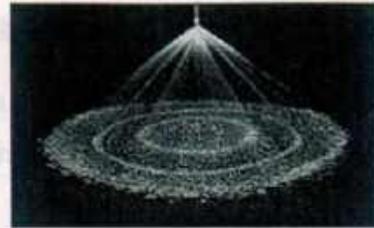
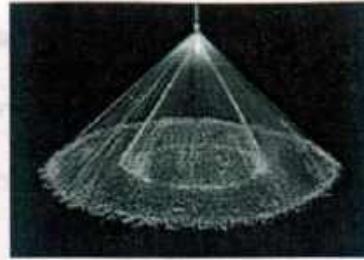
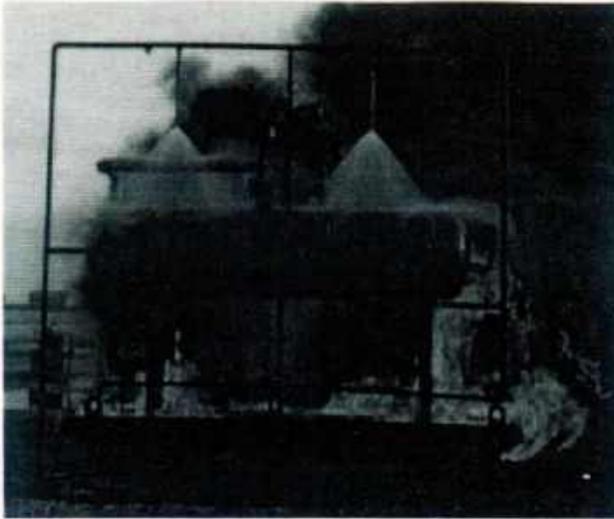
d : drenaje del ánodo en amperes, para la superficie a cubrir

8760: hs. que tiene un año

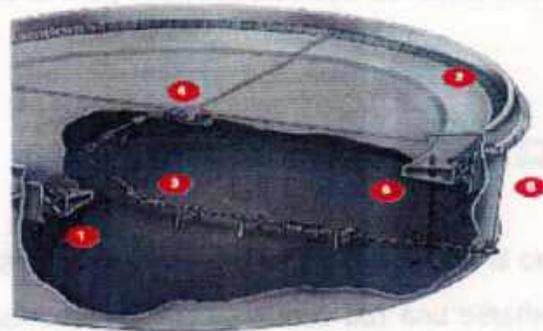
Luego se adoptan ánodos comerciales que tengan un peso aproximado al calculado y se colocan en el fondo del tanque, abulonados al piso, a una distancia de 2 mts cada uno (o la distancia que se seleccione para el cálculo de la superficie de drenaje).

RED CONTRA INCENDIOS

Tanto la Batería como la Playa de Tanques están en constante riesgo de incendio, por lo que debe diseñarse una red contra incendios. Esta estará compuesta por un tanque para almacenar agua, con capacidad suficiente como para alimentar los circuitos de la red. Cada tanque deberá tener sobre el techo un sistema de regado del tanque a través de boquillas para refrigeración, como así también un ingreso, en la parte lateral superior de espuma a través de una entrada al tanque que normalmente va a estar sellada con papel españa.

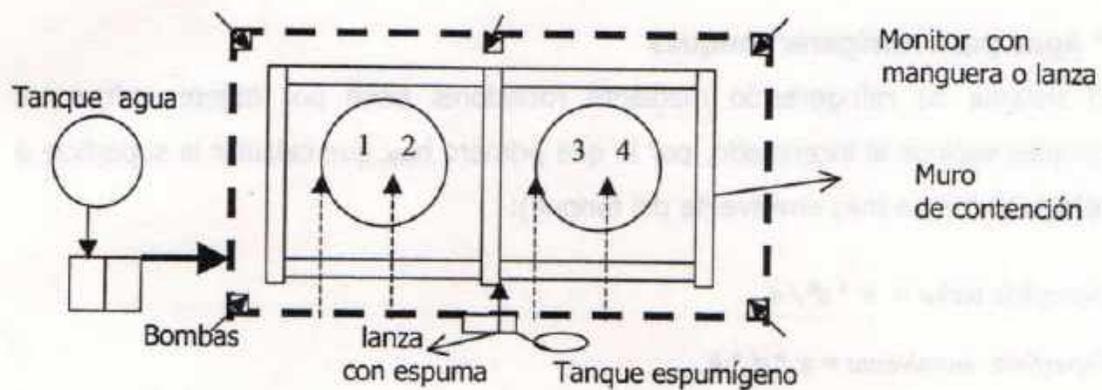


Estos sistemas contra incendio, utilizan el mismo principio que se usa para diseñar los sistemas de drenaje para techos externos flotantes. El criterio básico de este diseño, es el de un sistema de despacho de espuma modificado. Este incluye una línea de tubería de acero que va desde el dique de contención del tanque, hasta una brida de entrada al interior del tanque. De ahí se conecta una extensión a las juntas, que a su vez se unen a un manifold colector de espuma que está localizado en el centro del techo flotante. Luego de ahí salen los tubos colocados a igual distancia entre ellos y de forma radial, desembocando directamente entre el espacio anular y sobre el producto. Para el sistema de drenaje se utiliza una línea de tubería independiente a la del sistema contra incendio.



Por otra parte, toda la batería o playa va a estar circundada por un anillo de agua, donde en cada vértice va a tener un monitor de agua con manguera y lanza, y en

el centro del circuito, un tanque de espumígeno con un circuito generador de espuma para cada tanque y una manguera para lanzar espuma.



1 y 3 línea de espuma - 2 y 4 línea de regado

El sistema de red contra incendios debe tener un sistema de bombeo formado por bombas con motor eléctrico y a combustión, y debe asegurar en el punto más alejado una presión mínima de 7 Kg/cm².

Cálculo de la cantidad de agua necesaria

El caudal de agua necesaria podemos dividirla en

- ✚ Agua para la generación de espuma del tanque incendiado
- ✚ Agua para refrigerar los tanques adyacentes
- ✚ Agua para hidrantes

* Agua para generación de espuma

Debemos cubrir el área del tanque $A_t = \pi * d^2 / 4$

Según la ley 13.660 la cantidad de espuma a enviar es de **30 lts / min * m²**, entonces

$$\text{Volumen de agua para espuma} = A_t * 30 \text{ lts / min} * m^2$$

El agua necesaria para generar el caudal de espuma necesario es 1/6, dado que la relación agua - espuma es 1:6, por lo que el caudal por hora de agua será:

$$\text{Agua para espuma} = \text{Vol. Agua para espuma} * 60 / (6 * 1000) \text{ (m}^3/\text{h)} \quad (1)$$

El depósito de espumígeno debe tener una capacidad suficiente para asegurar 1/2 hora de espuma a plena marcha del sistema, y si da un depósito muy grande, como mínimo 20 minutos.

* Agua para refrigerar tanques

El sistema de refrigeración mediante rociadores tiene por objeto enfriar los tanques vecinos al incendiado, por lo que primero hay que calcular la superficie a refrigerar (techo más envolvente del tanque):

$$\text{Superficie techo} = \pi * d^2 / 4$$

$$\text{Superficie envolvente} = \pi * d * h$$

$$\text{Superficie a refrigerar} = \text{Superf. Techo} + \text{Superf. Envolvente}$$

Según la ley 13.660, el régimen de refrigeración debe ser : **30 lts / h * m²**

$$\text{Agua para refrigerar} = \text{Superficie a refrigerar} * 30 \text{ (m}^3/\text{h)} \quad (2)$$

* Agua para hidrantes

Para esta necesidad, la ley 13.660 establece que toda red contra incendios para una playa de tanques deberá tener hidrantes estratégicamente ubicados de modo de poder conectar 6 líneas de mangueras de 2 1/2" de diámetro a tomas independientes, capaces de aportar **30 m³/h**, con longitudes que no superen los 120 mts

$$\text{Agua para hidrantes} = 6 * 30 \text{ (m}^3/\text{h)} \quad (3)$$

De acuerdo a lo calculado en (1), (2) y (3), sumando estos se obtiene el caudal de agua total, por hora, requerido para la red contra incendios.

El tanque de agua, de acuerdo a la ley 13.660 debe tener una capacidad como para asegurar **4 horas** de funcionamiento continuo.

Cálculo de la potencia de las bombas

Para el cálculo de la potencia necesaria para el accionamiento de las bombas se aplicará la siguiente fórmula:

$$HP = \frac{Q \left(\frac{lbs}{seg} \right) \cdot H (mts)}{75 \cdot R \cdot (N_m + N_h)}$$

donde: **Q** es el caudal en litros / segundo
H es la presión en metros de columna de agua
R es el rendimiento que resulta del producto del rendimiento mecánico por el rendimiento hidráulico = 0.7 * 0.9

Como lo calculado corresponde a la potencia de la bomba , debemos agregarle un 15 % de reserva para el cálculo de la potencia del motor. Si estamos en una zona sobre el nivel del mar , se deberá agregar 1 HP por cada 100 mts sobre el nivel del mar; y un 5 al 10 % si el motor de accionamiento es eléctrico.

Recintos de contención y distanciamientos mínimos

La distancia mínima entre tanques debe ser una vez el diámetro del tanque mayor, medido de pared a pared. Deben estar a un diámetro de los caminos públicos con un mínimo de 15 metros, un diámetro y medio de las líneas férreas con un mínimo de 45 metros; dos diámetros de las instalaciones industriales o casas.

Los recintos de contención para derrames deben tener una capacidad de 1.5 veces la capacidad del tanque, y cuando es un grupo de tanques, esta debe ser igual a la capacidad del tanque de mayor diámetro más el 50 % de la capacidad de los tanques restantes.

La zona de tanques debe tener una zona de calles de fácil acceso a todos los tanques y a la zona de seguridad

Descarga de electricidad estática

A los efectos de descargar la electricidad estática, los tanques deberán estar conectados a tierra en una cantidad de tomas que estipule el calculo, en una zona donde la humedad relativa sea superior al 50 %, de acuerdo a la reglamentación de la ley 13.660.

PRODUCCION II

2005

TEMA III

SEPARADORES

Carrera de Ingeniería de Petroleos
Facultad de Ingeniería
U.N.C.

SEPARADORES BIFÁSICOS

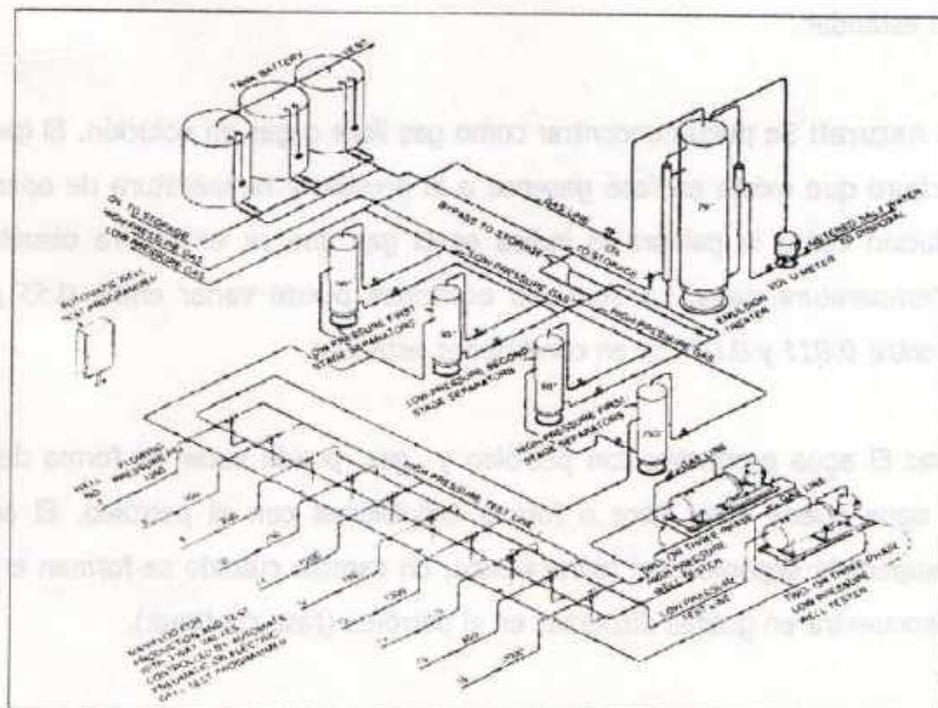
Introducción

La producción que fluye de los pozos petroleros, es transportada por cañerías de 2 a 4 pulgadas hasta la batería de producción. La batería de producción está compuesta por los separadores (bifásicos y/o trifásicos) y un grupo de tanques que recibe dicha producción.

Los tanques de la batería de producción, son en general, del tipo cilíndrico vertical de techo fijo. Cada batería se compone como mínimo, de dos tanques cuya capacidad no supera los $500m^3$ cada uno y un tanque adicional de $200m^3$. Dada sus bajas capacidades no son considerados tanques de almacenaje y están permanentemente en movimiento.

Antes del ingreso de la producción a los tanques de la batería, la mezcla de fluidos pasa por los separadores bifásicos.

Como es sabido los pozos por lo general no producen un fluido homogéneo, sino una mezcla de dos o tres fases (petróleo- agua-gas), por lo que se hace necesario separar estas fases para obtener un líquido (petróleo) con características determinadas, para su posterior comercialización.



El término separador (ya sea bifásico o trifásico) en terminología de campo se refiere a un recipiente presurizado utilizado para separar los fluidos del reservorio en sus estados líquidos y gaseosos.

El principio de separación de los fluidos, en líquido-gas, se basa esencialmente en la diferencia de densidades de los componentes que integran cada fase de la mezcla.

Sin embargo la separación de petróleo y gas comienza a medida que los fluidos de producción fluyen de la formación productiva hacia el pozo, y puede incrementarse progresivamente a medida que asciende por el tubing (cañería de producción), hasta llegar a superficie. En algunas condiciones pueden estar completamente separados el gas del petróleo antes de alcanzar los separadores.

Características de los Fluidos del Pozo

Petróleo: Es una mezcla compleja de hidrocarburos producidos en forma líquida. La densidad API del petróleo está entre 6 a 50 °API y la viscosidad entre 5 y 90000 cp.

Condensado: Esto es un hidrocarburo que puede existir en la formación como líquido o vapor condensable. Los valores de densidad de los líquidos condensados varía entre 50 y 120 °API y los valores de viscosidad se encuentran entre 2 y 6 cp en condiciones estándar.

Gas natural: Se puede encontrar como gas libre o gas en solución. El gas libre es un hidrocarburo que existe en fase gaseosa a la presión y temperatura de operación. El gas en solución como la palabra lo indica es el gas que se encuentra disuelto a una presión y temperatura dada. La densidad específica puede variar entre 0.55 y 0.9. La viscosidad entre 0.011 y 0.024 cp en condiciones estándar.

Agua: El agua producida con petróleo y gas, puede estar en forma de vapor o líquido. El agua puede estar libre o formar emulsiones con el petróleo. El agua libre alcanza la superficie separada del hidrocarburo. En cambio cuando se forman emulsiones el agua se encuentra en gotitas dispersas en el petróleo (fase continua).

FUNCIÓN DE LOS SEPARADORES

REMOCIÓN DE LÍQUIDO DE LA FASE GASEOSA

La diferencia de densidad entre los hidrocarburos líquidos y gaseosos, hace que se pueda alcanzar una aceptable disgregación en los separadores gas-líquido. En algunos casos es necesario el uso de sistemas mecánicos como por ejemplo el extractor de humedad (mist extractor) que sirve para separar las pequeñas gotas de líquido que quedan en la fase gaseosa antes de que el gas salga del separador.

REMOCIÓN DE GAS DE LA FASE LÍQUIDA

Las características físicas y químicas del petróleo y sus condiciones de presión y temperatura determina la cantidad de gas que contendrá en solución. La rapidez a la cual el gas es liberado del petróleo es una función de los cambios de presión y temperatura. El volumen de gas que el separador removerá del crudo depende de:

- ✦ Características físicas y químicas del crudo
- ✦ Presión de operación
- ✦ Temperatura de operación
- ✦ Caudal de entrada
- ✦ Tamaño y configuración del separador.

La velocidad de entrada y el nivel de líquido en el separador determina el *tiempo de retención* o el tiempo de decantación del petróleo. El *tiempo de retención* de 1 a 3 minutos es generalmente adecuado para obtener una buena separación de petróleo y gas a menos que se esté manejando petróleos espumosos para los cuales el tiempo de retención oscila entre los 5 y 20 minutos dependiendo de la estabilidad de la espuma. La agitación, el calor, baffles especiales, coalescing packs y los materiales filtrantes pueden ayudar a la remoción del gas (*no en solución*), que de otra manera quedarían atrapados en la fase líquida por la alta viscosidad y tensión superficial del petróleo.

SEPARACIÓN DE AGUA DE LA FASE LÍQUIDA

En algunas instancias es preferible separar y remover el agua del petróleo antes de que este fluya a través de las reducciones de presión, tales como chokes y válvulas. El agua removida evitaría problemas aguas abajo; tales como corrosión, formación de hidratos y formación de emulsiones. El agua puede ser separada en un separador trifásico con el agregado de químicos y por separación gravitacional. Si el separador trifásico no es demasiado grande, se puede colocar un separador de agua libre (free water knockout) aguas arriba o aguas abajo del separador. Si el agua está formando una emulsión con el petróleo es necesario aplicar un tratamiento desemulsificante para poder remover el agua.

Para que un separador pueda llevar a cabo sus funciones principales, la presión debe ser mantenida en el separador con el propósito de que el líquido y el gas sean separados correctamente. La presión es controlada en el separador por el uso de una válvula de contrapresión de gas, o con una válvula maestra que controla la presión en una batería de dos o más separadores.

En la parte inferior del separador, se mantiene un sello hidráulico. Este sello evita las pérdidas de gas y petróleo y requiere el uso de un controlador de nivel de líquido, que acciona una válvula.

Problemas especiales en la separación de petróleo y gas

Petróleos espumosos

Cuando la presión es reducida, en ciertos tipos de crudo se forman pequeñas burbujas de gas, que son atrapadas en una delgada película de petróleo, cuando el gas se desprende del líquido. Esto puede resultar en una espuma que comúnmente se denomina petróleo espumoso. En otros petróleos, la viscosidad y la tensión superficial pueden influir para que se den casos similares.

La formación de espuma reduce la capacidad de los separadores, porque el tiempo de retención tiene que ser mayor para una buena separación de gas y petróleo. Y a esto también se le suma la dificultad de medir el nivel de líquido dentro de los separadores, ya sea bifásico o trifásico.

Hay algunos diseños especiales de separadores para petróleos espumosos. En la entrada se utiliza un elemento que agita los fluidos del pozo separando el gas del petróleo y rompiendo las burbujas de espuma a medida que el fluido atraviesa por él.

También suele utilizarse platos rompe espuma (defoaming plates). Como la espuma se produce en la interfase gas-líquido, ésta puede ser eliminada con el agregado de químicos o con el uso de platos rompe espuma que permiten la coalescencia de las burbujas de espuma. Éstos deben ser colocados por encima de la interfase gas-líquido.

Parafina

La deposición de parafinas en los separadores reduce la eficiencia de los mismos. La parafina puede ser removida con el uso de vapor o solventes. La mejor manera es prevenir la formación de parafinas con calor o tratamiento químico de los fluidos aguas arriba del separador.

Otra alternativa es recubrir todas las superficies internas del separador con una capa plástica, con la cual la parafina tenga poca afinidad. El peso de la parafina hará que se desprenda de la capa plástica, antes de que se forme una capa de parafina resistente.

Arena, Lodo

Si arena y otros sólidos tales como lodo, son producidos en cantidades apreciables junto con los fluidos del pozo, estos deberían ser removidos antes de que ingresen a las líneas. Los granos de arena en pequeñas cantidades pueden ser removidas por decantación en un recipiente cilíndrico con fondo cónico, para luego drenar el residuo de forma periódica.

Corrosión

Los fluidos del pozo pueden ser muy corrosivos provocando la rotura de los equipos. Dos de los elementos más corrosivos son el dióxido de carbono (CO_2) y el sulfuro de hidrógeno (SH_2). Estos gases pueden estar presente en cantidades cercanas al 40% o 50% del gas en volumen.

Emulsiones

Afectan los controladores de nivel de líquidos. Esta acumulación también puede disminuir el tiempo de retención del petróleo efectivo o agua en el separador, con una disminución en la eficiencia del mismo.

Métodos utilizados para remover el petróleo del gas

Las gotitas de líquido pueden ser efectivamente removidas de la corriente de gas con un buen diseño del separador y un extractor de humedad. La diferencia de densidad entre el líquido y el gas, hace que las gotitas de líquido se aparten de la corriente de gas, este fenómeno ocurre si la velocidad de gas es pequeña y existe el tiempo necesario para que se produzca. Los vapores condensables en el gas no pueden ser removidos por los extractores de humedad. La condensación de estos vapores, causado por la reducción de temperatura, puede ocurrir después de que el gas haya sido descargado del separador. Por lo que la existencia de líquido en la corriente de gas a la salida del separador no necesariamente refleja la eficiencia del separador. Porque los vapores condensables pueden tener las características del gas natural a la presión y temperatura del separador, y la condensación de estos vapores puede haber sido inmediatamente después de haber sido descargado el gas del separador.

Limitando la velocidad del gas en un separador se puede obtener una buena separación sin la utilización del extractor de niebla. Por lo que los extractores de niebla son generalmente instalados en los separador y para minimizar la cantidad de líquido que puede ser arrastrado por la corriente de gas.

Diferencia de densidad (separación por gravedad)

EL gas natural es más liviano que el hidrocarburo líquido. Las partículas diminutas de hidrocarburos líquidos que son temporalmente suspendidas en la corriente de gas, por diferencia de densidad o fuerza de gravedad, se depositarán fuera de la corriente de gas si la velocidad no es muy grande. Las gotitas de hidrocarburos más grandes se desprenderán fácilmente de las corriente de gas, pero no las gotitas más pequeñas.

En condiciones estándar de presión y temperatura, las gotitas de hidrocarburos pueden tener densidades de 400 hasta 1600 veces la del gas. Pero, operando por ejemplo a 800 psig la relación de densidades disminuye a valores entre 6 y 10. De esta manera la presión de operación condiciona el tamaño del separador y el del extractor de niebla para una buena separación.

Las partículas de hidrocarburos líquido con diámetro desde 100µm pueden generalmente depositarse fuera de la corriente de gas en la mayoría de los separadores. Por lo que los extractores de niebla son usados para remover pequeñas partículas de líquido (< 100µm).

Colisiones

Si un flujo de una corriente de gas conteniendo partículas líquidas se lo hace chocar contra una superficie, las partículas líquidas de petróleo se pueden adherir y coalescer sobre la superficie. Después de formar grandes gotas (coalescer), estas caerán a la zona de recolección de líquido, que se encuentra en el fondo del separador. Las partículas más pequeñas (menores a 100µm) necesitarán sucesivos choques para poder separarse de la corriente gaseosa.

Cambio en la dirección del flujo y en la velocidad

Quando la dirección de flujo de la corriente gaseosa se la hace cambiar de dirección abruptamente, la corriente tenderá a seguir en la misma dirección por la inercia. Esto provoca la separación de partículas líquidas de la corriente de gas. El cambio de velocidad también ayuda a la separación. Luego estas gotas coalescerán y caerán al fondo del separador (figura 2).

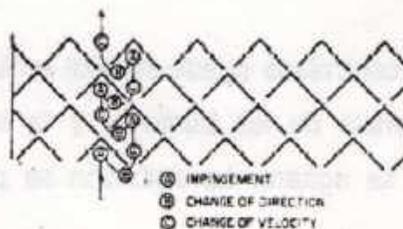
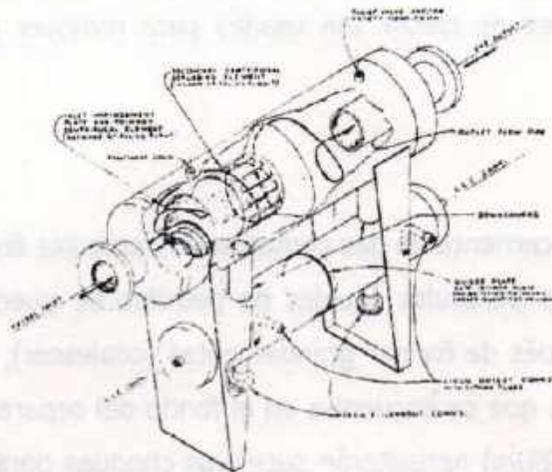


Figura 2. Extractor de humedad (mist extractor).

Fuerzas centrífugas

Si la corriente de gas con partículas líquidas se hace girar en forma circular a grandes velocidades, la fuerza centrífuga provocará que estas partículas se adhieran a las paredes del separador para luego coalescer y formar grandes gotas que caerán al fondo del separador. La fuerza centrífuga es uno de los métodos más efectivos para separar líquidos de los gases (figura 3).



Métodos utilizados para remover gas del petróleo

Sedimentación

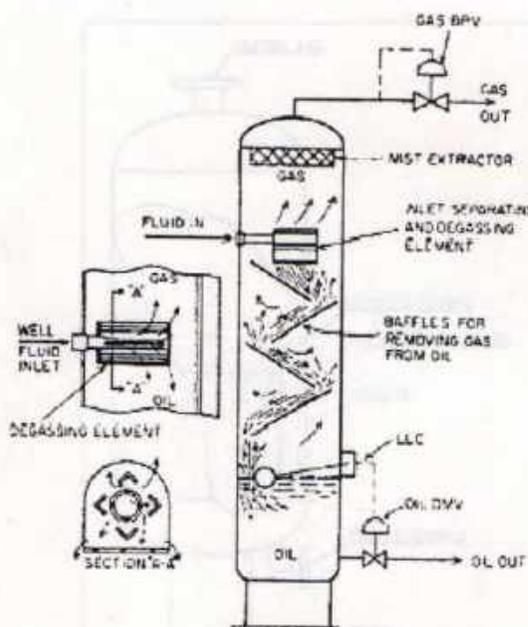
El gas contenido en el petróleo (que no está en solución), generalmente se separa del petróleo, si este se deja sedimentar el tiempo suficiente. Un aumento en el tiempo de retención requiere para una entrada de fluido dada, un aumento el tamaño del separador. La remoción óptima del gas generalmente se obtiene cuando la relación superficie / volumen de petróleo retenido es grande.

Agitación

La agitación moderada y controlada puede ser útil en la remoción de gas libre. La agitación provocará la coalescencia de las burbujas y la separación del petróleo en tiempos más cortos que si no se agitara. La agitación se puede obtener con diseños adecuados y baffles.

Baffling

Se puede instalar a la entrada de un separador, para ayudar al fluido a ingresar al separador con una mínima turbulencia que ayuda a la separación de gas y petróleo. Estos elementos dispersan el líquido de tal manera que el gas puede descargar más rápidamente. Este tipo de elementos elimina las colisiones a alta velocidad del fluido contra la pared del separador.



Calor

El calor reduce la tensión interfacial y la viscosidad, y esto ayuda a la liberación del gas que se encuentra hidráulicamente retenido en el petróleo. El método más efectivo para calentar el petróleo es pasarlo a través de un baño de vapor de agua. El baño de vapor de agua, es probablemente, el método más efectivo para remover las burbujas de un petróleo espumoso. Estos dispositivos no son prácticos en la mayoría de los separadores, pero se puede agregar calor por medio de calentadores directos o indirectos.

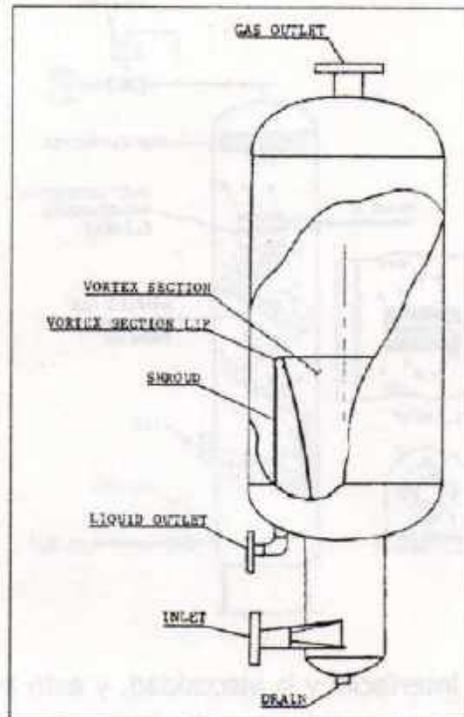
Químicos

El agregado de químicos reduce la tensión interfacial y ayudan a la liberación del gas libre. Estos químicos reducen de un modo notable la tendencia a formar espumas y es por ello que se incrementa la capacidad del separador cuando maneja crudos espumosos.

Las siliconas son efectivas en la disminución de la tendencia a formar espumas, cuando se mezcla con petróleo en pequeñas cantidades, como partes por millón, partes por billón.

Fuerzas centrífugas

El petróleo más pesado es empujado hacia fuera contra la pared del vortex y el gas ocupará la parte inferior. Una forma y tamaño adecuado del vortex, permitirá que el gas ascienda mientras que el líquido desciende al fondo de la unidad.



Clasificación de separadores bifásicos

Los separadores bifásicos se los puede clasificar por su configuración, su función, por la presión de operación y su aplicación.

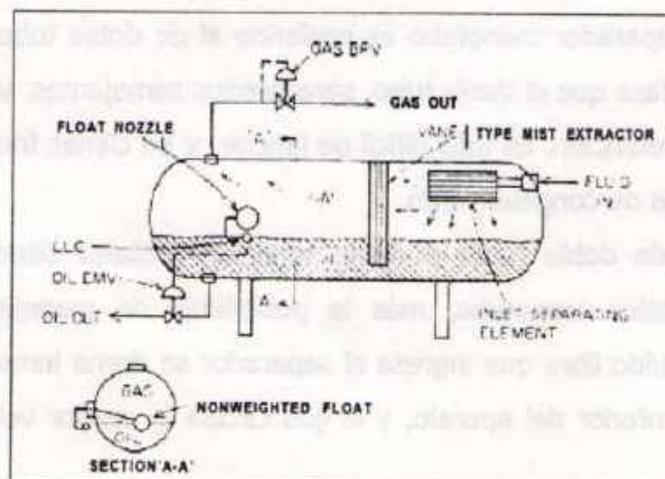
Por su configuración

Horizontal: El fluido entra al separador y choca contra el desviador de entrada causando un repentino cambio en la dirección de flujo y en la cantidad de movimiento. La mayor parte de la separación de líquido y gas ocurre en el desviador de entrada. La fuerza

de gravedad causa que las gotas de líquido se separen de la corriente de gas y caigan al fondo del recipiente donde son colectadas. Esta sección de recolección de líquido se provee el tiempo de retención necesario para permitir la salida de gas fuera del petróleo y ascender al espacio de gas. El líquido sale del recipiente pasando a través de una válvula de descarga. Esta válvula de descarga es regulada por un controlador de nivel. Este controlador censa los cambios en el nivel de líquido y controla la válvula de descarga adecuadamente.

El gas separado en el desviador de entrada fluye horizontalmente por la zona de decantación por gravedad por sobre el nivel de líquido. Como el gas fluye a través de esta sección, pequeñas gotas de líquido que no fueron separadas en el desviador de entrada, se separarán de la corriente de gas por gravedad. Algunas de estas gotas tiene un diámetro muy pequeño, por lo que su separación en la zona de decantación por gravedad se dificulta. Por esta razón es que el gas antes de abandonar el separador pasa a través de un extractor de humedad (*mist extractor*). Esto tiene por objeto agrupar las pequeñas gotas de líquido y formar gotas de mayor diámetro que son fácilmente separables de la corriente de gas.

La presión en el separador es mantenida por un controlador de presión. El controlador de presión censa los cambios en la presión y envía una señal para abrir o cerrar la válvula de control de presión de forma adecuada. Normalmente, los separadores horizontales son operados con un nivel de líquido de la mitad de su capacidad, esto se hace para maximizar el área de la interfase gas-líquido.



El separador horizontal debe ser el más económico de todos y de menor costo que uno vertical de igual capacidad, ya que tiene un área de contacto gas-líquido mayor respecto a los separadores verticales. Su uso es mayormente para los casos donde se tiene una relación gas-líquido (*RGL*) elevada. Algunos separadores constan de platos horizontales que se extienden longitudinalmente, y se encuentran unos sobre otros muy próximos entre sí. A partir de estos e inclinados a 45° se extienden otros platos en secciones horizontales igualmente espaciados (se aprecia más claramente en el separador de doble barril). Algunos incorporan filtros de 4" a 8" de espesor de malla tejida de alambre, colocados en la salida de gas del separador o en la sección transversal del cilindro, y su función es mejorar la separación gas-líquido y evitar que las parafinas o los sólidos ingresen en la corriente de gas. Se fabrican carcazas con monotubos y doble tubos. Los dispositivos monotubos tienen una carcasa cilíndrica y el doble tubo tiene dos carcazas cilíndricas paralelas, una debajo de la otra. Ambos tipos de dispositivos pueden ser utilizados para separaciones bifásicas y trifásicas.

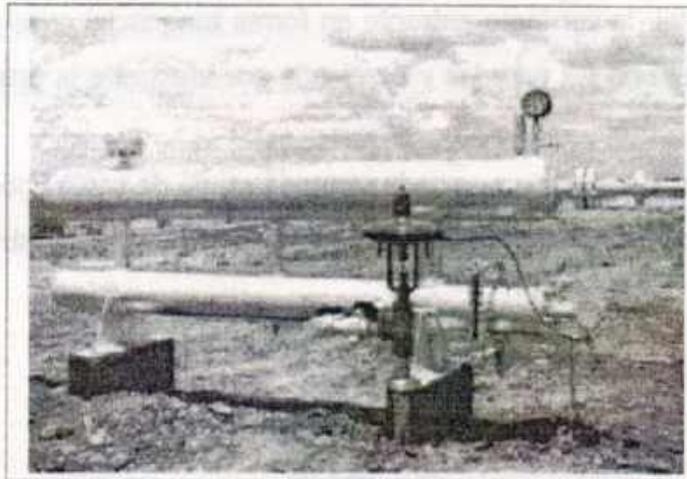


Generalmente el separador monotubo es preferido al de doble tubo. El monotubo tiene mayor área de interfase que el doble tubo, para precios semejantes, y por lo general tendrá mayor tiempo de retención. Es más difícil de limpiar, y en climas fríos el monotubo presenta menos problemas de congelamiento.

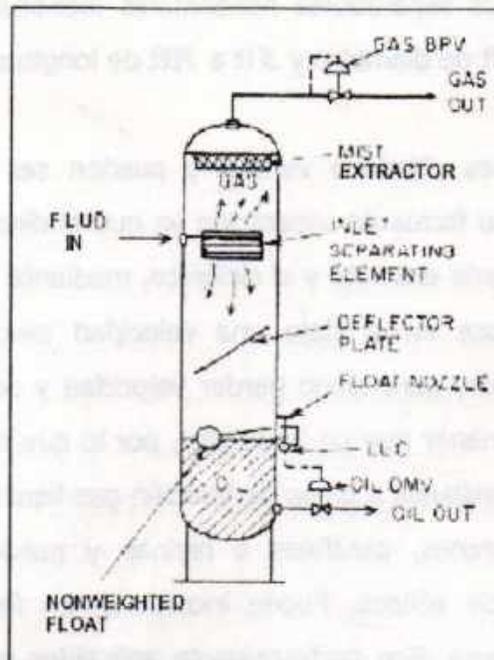
Los separadores de doble barril o doble tubo horizontales tienen las mismas ventajas de los horizontales monotubo, más la posibilidad de manejar mucha más cantidad de líquido. El líquido libre que ingresa al separador se drena inmediatamente de la sección superior, a la inferior del aparato, y el gas circula a mayor velocidad, lo que favorece la separación.

Las dimensiones de los separadores horizontales monotubo pueden variar entre varios tamaños, de 10' a 15 ft de diámetro y 5 ft a 70ft de longitud.

Vertical: Su diseño es cilíndrico vertical y pueden ser directos o ciclónicos, variando en alguna medida su forma de separación ya que el directo usa solo el principio de aquietamiento de la corriente entrante y el ciclónico, mediante el uso de una cañería o embudo circular, que produce en el flujo una velocidad tangencial que por fuerza centrífuga facilita la separación, para luego perder velocidad y completar el proceso. Su capacidad de separación es menor que un horizontal, por lo que estos equipos se utilizan generalmente para valores medianos a bajos de relación gas-líquido (*RGL*). Son fáciles de limpiar cuando presentan arenas, parafinas o resinas y pueden ser equipados con dispositivos de evacuación de sólidos. Puede incorporar un falso fondo cónico para manejar la producción de arena. Son perfectamente aplicables en los lugares donde se carece de suficiente espacio, como en plataformas o predios privados reducidos.

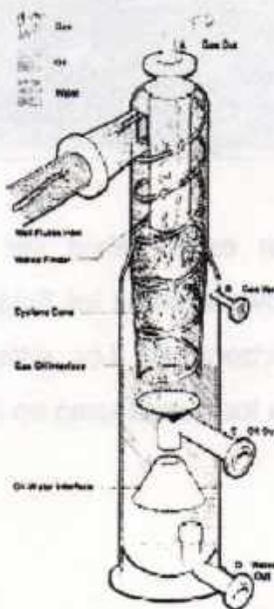


Para lograr igual separación estos deben ser de mayor capacidad que los horizontales por la naturaleza del movimiento de los fluidos en su interior, lo cual lo hace más costoso que las unidades horizontales. Los sistemas de seguridad, control de presiones y de niveles son idénticos a los que se usan en los horizontales.



En los ciclónicos la separación primaria se realiza por efecto de la fuerza centrífuga que se origina al dirigir la corriente entrante en forma tangencial a las paredes circulares. Los líquidos se adhieren a las paredes y desciende por efecto de la gravedad y caen a un colector.

La fase gas asciende para pasar a la segunda etapa de separación, donde se deben eliminar de esta corriente, las finas gotas de líquido que han sido arrastradas.



Para ello se diseñan mallas de alambre tejido o similares de modo que el arreglo hace cambiar la dirección de la corriente de gas de forma reiterada, proveyendo de suficiente superficie de condensación para las gotas más pequeñas, es similar al de los separadores horizontales.

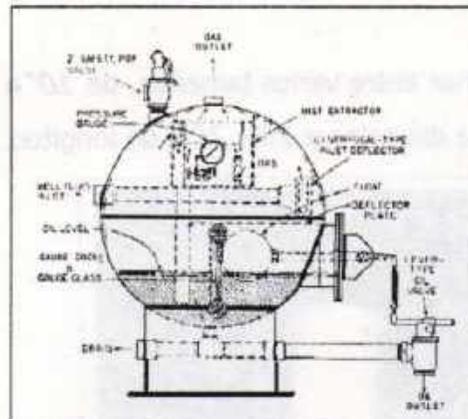
Sus dimensiones pueden variar entre varios tamaños, de 10" a 1 ft de diámetro y 5 ft de longitud, hasta 10 ft a 12 ft de diámetro y 15 a 25 ft de longitud.



Figura 11. Separador vertical

Esféricos: Un separador esférico es un caso especial de un separador vertical, con un casco no cilíndrico entre los dos frentes. Pueden ser muy eficientes desde el punto de vista de contenedores de presión, pero están limitados por la capacidad de oleaje del líquido; y tiene dificultades de fabricación, por lo que no son muy usados en yacimientos de petróleo.

Los separadores esféricos por lo general están disponibles en diámetros de 24" a 72". Generalmente se los utilizan para altas presiones de operación.



Por su función

Los tres tipos de configuraciones están disponibles para operaciones bifásicas y trifásicas. En los separadores bifásicos, el gas se separa del líquido, descargando el gas y el líquido por separado. En los separadores trifásicos, el fluido del pozo se separa en gas, petróleo y agua, descargando los tres fluidos por separado.

Por la presión de operación

Hay separadores que trabajan con presiones de 4000 y 5000 psi. La mayoría de los separadores operan en un rango de presiones entre 20 y 1500 psi.

Separadores de *baja presión* (10 psi a 225 psi)

Separadores de *media presión* (225 psi – 700 psi)

Separadores de *alta presión* (700 psi – 1500 psi).

Por la aplicación

Separadores de prueba (o ensayo)

Se utilizan para separar y medir los fluidos del pozo.

Pueden ser:

- o Verticales, horizontales o esféricos.
- o Bifásicos o trifásicos.
- o Fijos o portales.

Separadores de producción

Se usan para separar los fluidos producidos. Pueden ser de cualquiera de las configuraciones ya vistas. Los tamaños pueden variar entre 12"-15 ft de diámetro pero la mayoría se encuentran entre 30" a 10ft. El largo puede variar entre 6 ft a 70 ft, siendo común entre 10 ft y 40 ft.

Separadores de baja temperatura

Tienen las siguientes características:

- ✚ La separación del agua y los hidrocarburos líquidos de la corriente de ingreso del pozo.
- ✚ La recuperación de más líquido condensado desde el gas que con los separadores a temperatura normal.
- ✚ La deshidratación del gas incluso hasta valores de especificación de envío.

Los taponamientos por hidratos son controlados más eficazmente, al tener una corriente de gas con un contenido de vapor de agua muy bajo.

El fluido del pozo es inyectado a gran velocidad dentro del separador, a través de una válvula de ahogo (choke), o reductora de presión, por lo que la temperatura desciende apreciablemente por efecto Joule-Thompson. La reducción de temperatura causa que algunos vapores condensen. Este líquido desprendido del vapor condensado, requerirá un tratamiento posterior de estabilización, para evitar la excesiva evaporación en el tanque de almacenaje.

El máximo objetivo del proceso es la de deshidratar al gas, para lo cual es necesario una caída de presión a través del choke de *1000psi*, con una temperatura aguas arriba de la válvula cercana a la de formación del hidrato.

Para evitar la formación de hidratos dentro del separador, es que se entuba el flujo con una cañería helicoidal, de diámetro tal que la velocidad del flujo evite su formación.

Separadores de control

Se aplica el mismo sistema de separación desarrollado anteriormente, solo que la condición de control implica que es necesario medir los fluidos que por él transitan, y aquí

radica la gran diferencia debido a la diversidad de ofertas y métodos disponibles en el mercado e instalados en los yacimientos.

La rigurosidad en las mediciones dependerá del objetivo de las mismas puestos que no tendrá iguales exigencias una medición de gas o petróleo para la venta, que una para comparar producciones en forma relativa para verificar su evolución. Vale nuevamente la introducción económica en el concepto, porque seguramente es conveniente la aplicación de costosos sistemas de gran precisión en el caso que se necesite medir los fluidos en la etapa de su venta, pero tal vez resulte un gasto no necesario si la medición es para comparar la producción individual de los pozos, donde se pretende saber si producirán más o menos que un control anterior.

De todos modos, siempre es necesario y conveniente realizar periódicas calibraciones a fin de minimizar errores. Para realizar tal calibración se debe estar seguro de que en el tanque donde se medirá la descarga del separador, no entre ningún tipo de fluido por pérdida de válvulas. Para ello se sacará de servicio el tanque, se mide y luego de esperar 24 horas, se mide nuevamente verificando que no haya entrado nada de líquido.

La acción posterior será poner un pozo en control y comparar la producción medida por el separador y la que se medirá en el tanque en un tiempo mínimo de 24 horas, si la capacidad lo permite. De encontrar diferencias, se corregirá en el mecanismo de descarga del separador, ya que todos los sistemas, aún los electrónicos tienen esa facilidad. Naturalmente la capacidad de este tipo de separadores será menor a la que tienen los que manejan el fluido general de la batería.

Pueden presentarse algunos problemas operativos que, generalmente, serán por la evacuación del contenido, y esto es generalmente por petróleos muy viscosos y escasa temperatura, o excesiva cantidad de gas, estas situaciones se producen porque existe demasiada pérdida de carga en las conexiones o válvulas de salida. Cuando el problema se presente en el gas, abrirá la válvula de seguridad y si fuera por la viscosidad del petróleo, éste saldría por la línea de gas con el consecuente problema que ello acarrea.

Completado el proceso de separación que ocurre dentro del separador, se inicia el de medición y para ello se utilizan dos circuitos distintos que serán, el que mide gas y el que mide líquido (pueden ser de agua y petróleo separados). Para el que mide gas simplemente en la salida se instala un medidor, ya sea por diferencial de presión o por

cualquier otro método y para el líquido podrá ser mediante la descarga de un recipiente calibrado, la lectura por detección en mediciones de turbinas electrónicas o cualquier otra forma disponible.

Para minimizar el tiempo de estabilización de presiones al colocar un pozo en control, es importante que la diferencia de presión de entrada del pozo y la presión en el separador de control, sea la menor posible teniendo en cuenta que la presión normal del pozo a la llegada a la batería, es la registrada en el colector general de producción.

Desde el punto de vista geométrico podemos diferenciar a los separadores de control igual que a los generales, en verticales y horizontales con las mismas ventajas y desventajas ya mencionadas.

Medidores de líquidos

Los separadores de control cuentan con controladores de líquidos, cuyo propósito es medir un líquido por acumulación de un volumen conocido, aislándolo de forma momentánea y descargándolo, contando el número de descargas o ciclos y registrándolo en un totalizador. Los recipientes de medición están a la misma presión que el separador mediante una línea de gas de equilibrio.

El medidor se llena desde el separador por gravedad, mientras está cerrada la salida. El flotador sigue el nivel que toma del líquido en el medidor y cuando el líquido alcanza la sección superior del recipiente, el flotador toca el tope de la varilla que lo guía en el ascenso y hace accionar la válvula piloto que cierra la entrada y abre la salida. La presión del separador hace que el medidor se descargue hasta que el flotador, en su descenso, toque el tope inferior de la válvula guía originando el accionamiento del piloto nuevamente pero en sentido inverso por lo que se repite el ciclo y se totaliza su número en un contador.

La diferencia de presión entre el medidor y la línea de descarga después de la salida debe ser de por lo menos *100 psi* para asegurar un régimen de descarga conveniente.

Cuando se miden petróleos parafínicos, o se trabaja a bajas temperaturas, es preferible que la válvula piloto se conecte a una fuente de gas seco externa en lugar de tomar el gas directamente del separador.

Los comandos de las descargas de líquidos, pueden ser mecánicos, neumáticos o electrónicos. Los comandos mecánicos descargarán igual que en los separadores generales. Por lo tanto necesitarán un sistema de medición externo que permita leer el volumen del fluido. Los neumáticos permitirán la descarga con apertura y cierre en niveles preestablecidos, lo que permitirá que conociendo el volumen de cada descarga, y registrando la cantidad de descargas, se determine la cantidad de líquidos que pasó por el separador. Es conveniente en este aspecto, que se calibre cada descarga en unidades sencillas para el cálculo posterior, tratando de evitar los factores de conversión. Por último, los electrónicos varían solamente en los sensores de nivel, los que enviarán una señal a un control electromagnético que comandará un sistema neumático para el accionamiento de las válvulas correspondientes.

Para limpiar los pilotos se desconecta la cañería de alimentación, llenándola con kerosén o solvente y volver a conectar, de modo que la presión de alimentación impulse al solvente a través del piloto.

En las calibraciones a tanque hay que tener en cuenta que el petróleo en el medidor es medido bajo presión y al pasar a los tanques a presión atmosférica pierde parte del gas que pueda tener ocluido, lo que traerá aparejado un factor de contracción.

Las mediciones de gases, se hacen por métodos convencionales que por lo general son por medición de diferencial de presión. El mecanismo de la creación de la diferencia de presión, es mediante una restricción en la línea de flujo y la lectura se hace obteniendo un registro y calculando el volumen o por un sistema de interpretación electrónica mediante modelos matemáticos que entregarán la lectura directa del volumen medido. También pueden aplicarse turbinas con su correspondiente "read out" o lector.

Comparación entre separadores

Los separadores horizontales son por lo general más eficientes para el manejo de grandes volúmenes de gas. En la sección de separación por gravedad del recipiente, el líquido gotea cayendo perpendicularmente al flujo de gas y así es más fácilmente separado fuera de la fase continua de gas. Además, como el área interfacial es más grande en un separador horizontal que en uno vertical, se facilita el burbujeo de gas, el

cual escapa fuera de la solución de líquido próximo al equilibrio, para llegar al espacio de gas.

Así, desde un proceso de separación gas-líquido puro, los separadores horizontales debe ser preferidos. Sin embargo tienen las siguientes desventajas que priorizan la elección de un separador vertical en ciertas situaciones.

- ✚ Los separadores horizontales son deficientes en el manejo de sólidos.
- ✚ Los separadores de tipo horizontales necesitan más área desarrollada que los recipientes verticales. A veces puede ser importante en operaciones costa afuera que en locaciones tierra adentro.
- ✚ Los recipientes horizontales tienen menor capacidad de oleaje de líquido. Para un cambio dado en el nivel de líquido, esto da un mayor incremento en el volumen de líquido para un separador horizontal que para uno vertical medido para una misma velocidad de flujo. Sin embargo, la geometría de un recipiente horizontal causa que cualquier aumento de nivel durante el paro del equipo lo encontrará cerrado para un nivel de operación normal. En un separador vertical el paro encontrará mucho más alto permitiendo que el controlador de nivel y la válvula de descarga tengan más tiempo para reaccionar al oleaje.

En resumen, el oleaje en un separador horizontal crea ondas internas que deberían activar el sensor de nivel alto. Se debe puntualizar que el separador vertical tienen algunas desventajas y deben ser tenidas en cuenta a la hora de realizar una selección.

- ✚ La válvula de alivio y algunos de los controles pueden ser difíciles de operar sin una escalera y una plataforma
- ✚ El recipiente vertical debe ser vaciado para arrastrarlo, moviéndolo convenientemente por su gran peso.

Sin embargo, el recipiente horizontal es más económico para una separación normal de gas-petróleo, particularmente donde puede haber problemas con emulsiones, espumas o altas relaciones gas-petróleo (*GOR*). Los separadores verticales trabajan mejor con relaciones gas-petróleo (*GOR*) bajas.

La tabla 1 muestra las ventajas y desventajas de los separadores de dos y tres fases vertical, horizontal y esférico. La comparación entre estos separadores asume que el separador horizontal es monotubular.

| Consideraciones | Horizontal | Vertical | Esférico |
|--|------------|----------|----------|
| Eficiencia de separación | 1 | 2 | 3 |
| Estabilización de los fluidos separados | 1 | 2 | 3 |
| Adaptabilidad para condiciones variables | 1 | 2 | 3 |
| Flexibilidad de operación | 2 | 1 | 3 |
| Capacidad a igual diámetro | 1 | 2 | 3 |
| Costo por capacidad unitaria | 1 | 2 | 3 |
| Habilidad para tomar materiales externos | 3 | 1 | 2 |
| Habilidad para manejar petróleos espumosos | 1 | 2 | 3 |
| Adaptabilidad para uso portátil | 1 | 3 | 2 |
| Facilidad de instalación | 2 | 3 | 1 |
| Facilidad de inspección y mantenimiento | 1 | 3 | 2 |

Tabla 1. comparación de separadores. (1) más favorable (2) intermedio (3) menos favorable

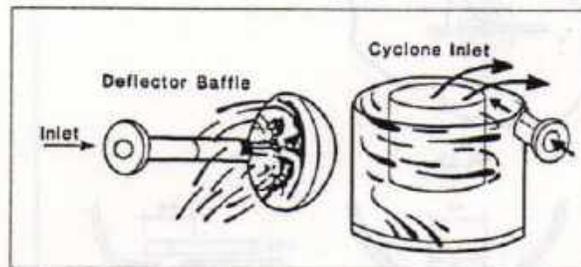
Descripción de los componentes internos de un separador

Ya sea que hablemos de un separador horizontal, vertical o esférico, todos ellos constan de los mismos cuatro componentes internos, además de los equipos necesarios de control.

Desviador de entrada

Genera un cambio en la dirección y velocidad del flujo, y así desprenden el gas del líquido. La estructura debe resistir el impacto del flujo que incide sobre estos dispositivos. Las esferas o cono causan un menor disturbio, que las superficies planas que puedan interponerse al flujo, como en el caso de platos y ángulos de hierro, las cuales producen efectos de reentrada y emulsiones.

La boquilla de entrada generalmente genera una velocidad de ingreso de 20m/s. La chimenea tiene un diámetro no superior a $\frac{2}{3}$ del diámetro del recipiente.

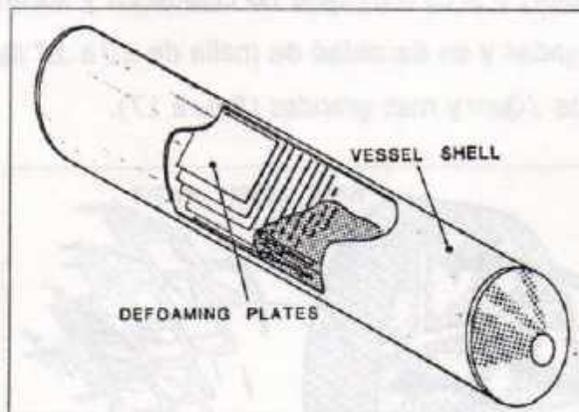


Rompe olas

Es indispensable en separadores horizontales, los cuales son baffles verticales ubicados en la interfase gas-líquido perpendicularmente al flujo.

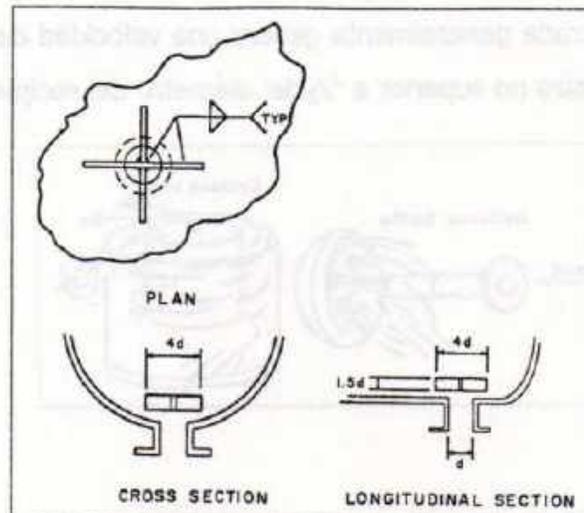
Platos rompe espuma

Se produce espuma en la interfase al liberarse el gas del líquido, y esto puede ser eliminado con el agregado de químicos a la salida. Otra solución es el uso de platos paralelos inclinados o tubos, que permitan la coalescencia de las burbujas de la espuma.



Rompe vórtices

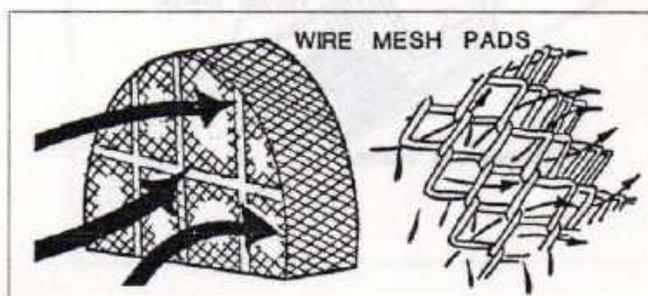
Sirve para controlar el vórtice que se genera cuando la válvula de control de líquido está abierta. El vórtice genera el inconveniente de aspirar gas que es enviado a la salida del líquido.



Extractor de humedad (mist extractor)

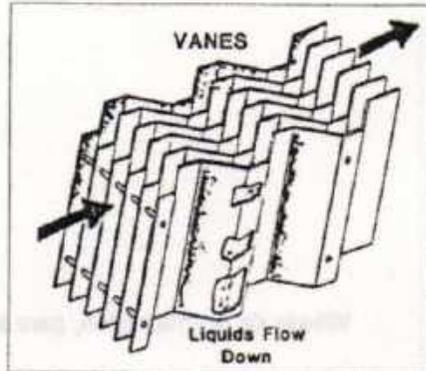
Los má comunes son: rellenos de malla de alambre y los de paletas.

El primero consta de almohadillas finamente entramadas con alambre de acero inoxidable, enrolladas en un cilindro firmemente empacado. Las gotas de líquido chocan contra esa malla y coalescen. La efectividad de la malla depende de las propiedades del gas, siendo función del rango de velocidades. Si la velocidad es elevada el líquido lo atraviesa pudiendo escapar, y si es muy baja no coalescen y sucede lo anterior. Se utiliza en espesor de 3 a 7 pulgadas y en densidad de malla de 10 a 12 lb/ft³. su eficiencia puede llegar al 99% en gotas de 10µm y mas grandes (figura 17).



El de paletas funciona con un flujo que debe ser laminar entre las mismas, y produce un cambio en la dirección zigzagueando entre las paletas. Las gotas coalescen en la superficie del plato, el líquido resbala por los mismos y cae finalmente como lluvia en la zona de recolección del líquido. Los fabricantes los realizan en diferentes tamaños, según

la capacidad de gas que se desea manejar, de manera que el flujo entre los platos sea laminar.



Algunos modelos de separadores tienen eliminadores de humedad centrífugos que provocan que las gotas de líquido se separen por fuerza centrífuga. Estos pueden ser más eficientes que los de malla de alambre o de paletas y son menos susceptibles al burbujeo. Sin embargo, no son muy usados en operaciones de producción porque la eficiencia de remoción es muy sensible a pequeños cambios en el flujo. Además requieren una presión de entrada elevada.

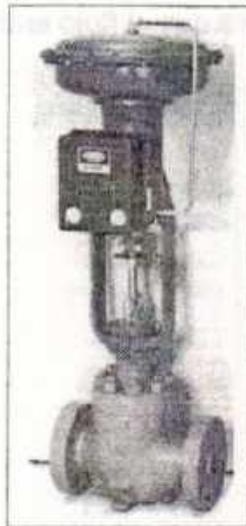
Métodos de control

Control de presión

La presión se controla con una válvula de contrapresión que abrirá al máximo elegido, permitiendo la salida del gas excedente. Puede ser de dos tipos, neumática o mecánica (de contrapesos). Normalmente las válvulas para la regulación de la contrapresión, están constituidas por un regulador y un cuerpo con obturador, operado por un diafragma.



Válvula de contrapresión, para servicio de baja



Válvula de contrapresión, para servicio de alta presión.

Cuando se incrementa la presión de gas arriba del diafragma, este se desplaza venciendo la acción del resorte regulador, la válvula de gas se cierra y la de venteo se abre. En esta posición se libera el gas que ejercía presión sobre el diafragma del obturador y la válvula se abre, descendiendo la presión aguas arriba del valor regulado. Si la presión desciende mucho, se invierte el ciclo de funcionamiento y la válvula se cierra hasta alcanzar nuevamente la presión de regulación.

Las válvulas en general pueden modificarse o prepararse para que sean de acción normalmente cerrada (es decir que las válvula se abrirá cuando ingrese gas a la cámara de presión) o normalmente abierta (a la inversa). Las normalmente cerradas, en general se utilizan cuando su descarga drena a los tanques, evitando el retorno de la producción si se produce una rotura en el diafragma, o la válvula no actúa.

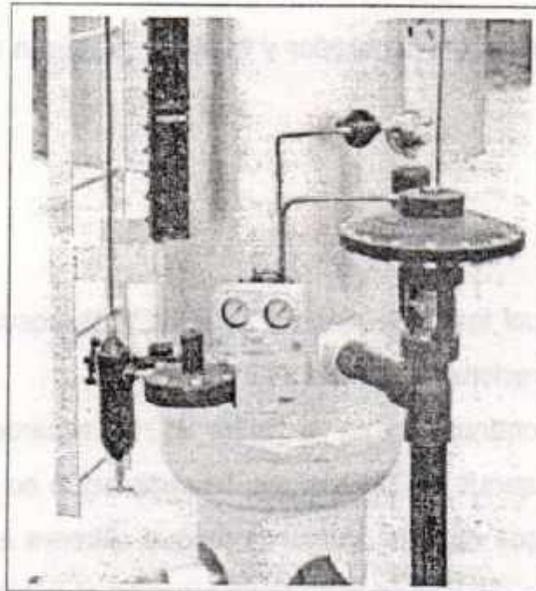
Control de nivel

El nivel interior de líquidos estará gobernado por un flotante que comandará una válvula neumática o mecánica según las necesidades, de forma tal que al incrementarse el nivel, abrirá el drenaje. Cuando el ingreso de fluido sea exactamente igual al de salida, el flotante mantendrá la posición.

Los separadores de trabajo continuo, se equipan con válvulas de funcionamiento automático para la salida de líquidos (figura 21). Éstas serán de acción proporcional en

función de la señal que se reciba, es decir que permanecerán siempre abiertas en más o en menos, manteniendo el nivel constante.

De ninguna manera se deben instalar válvulas de control manual, porque la acción de apertura y cierre será continua, por lo tanto el trabajo desarrollado, será de modo excesivo, provocando problemas de desgaste y fallas prematuros de empaquetaduras y asientos.



Separador vertical, equipado con válvula neumática de accionamiento automático para control de nivel de líquido.

Otro punto a considerar será el tipo de válvula a utilizar, porque es común ver algunas de alta presión (muy costoso) y de diafragmas exageradamente grandes, instaladas en equipos de muy bajo volumen y presión. El control de nivel se regula según el tipo de controlador y flotantes que se utilicen, aunque en todos los casos se elige el lugar que ofrece la mayor superficie disponible, particularmente aplicable a los separadores horizontales.

Placas de estallido

Son membranas metálicas finas previstas para romperse en el caso de una sobrepresión accidental del equipo. Son colocadas entre dos bridas de modo que la presión interna actúe sobre la parte cóncava.

Las placas de ruptura son diseñadas para que rompan a valores que están un 55% por arriba de la presión nominal del equipo, según las presiones de prueba que correspondan.

Válvulas de venteo o de seguridad

Abren a la presión nominal del separador y también protegen al equipo contra una sobrepresión accidental.

Separación por etapas

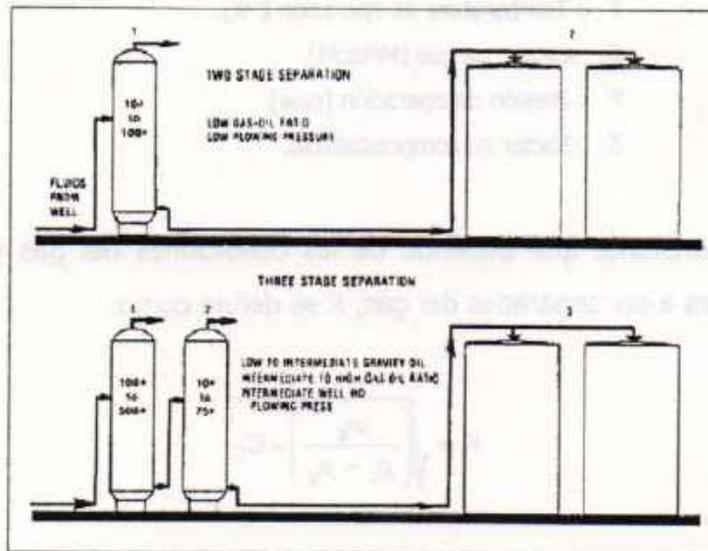
Es un proceso en el cual los hidrocarburos líquidos y gaseosos, son separados en dos o mas procesos Flash a presiones cada vez menores.

Como se indicará a continuación en la figura 22, la separación en dos etapas, involucra un separador y un tanque de almacenaje. La separación en tres etapas requiere de dos separadores y un tanque de almacenaje. El tanque siempre es incluido como una de las etapas, porque la última separación flash toma lugar en el mismo.

La finalidad de la separación en etapas múltiples, es la de reducir la presión del líquido gradualmente, desde la de reservorio hasta la atmosférica o de tanque, resultando de esta manera una mayor cantidad de líquido estable en el tanque. La separación vista desde cada separador es un proceso Flash, pero en el conjunto de separadores el proceso es diferencial, ya que el gas se ha separado del líquido con el cual se encontraba en equilibrio en cada etapa del proceso y a presiones decrecientes.

Las vaporizaciones Flash causan una reducción substancial del volumen final de líquido, dependiendo de la composición del petróleo, la presión, temperatura y otros factores. Por ejemplo un petróleo volátil a 1500 *psig*, descargado directamente a la presión atmosférica del tanque, se vaporiza inmediatamente dejando muy poco fluido en el mismo.

La separación ideal debería constar de un numero infinito de etapas diferenciales a presiones decrecientes, y cada una de ellas un valor de presión infinitesimalmente inferior a la precedente, en las cuales el gas formado se remueve inmediatamente del líquido. Por su imposible aplicación práctica es que se utilizan las separaciones multietapas que se basan en ese ideal, con un numero lógico de las mismas.



DISEÑO

Separadores Horizontales

Para diseñar un separador horizontal es necesario elegir el diámetro y la longitud del recipiente. Esta elección debe satisfacer la condición para la capacidad del gas que permita la separación de las gotitas de líquido de la corriente gaseosa. Se debe también permitir el suficiente tiempo de retención para permitir al líquido alcanzar el equilibrio.

Para un recipiente lleno al 50% y una separación de gotitas de líquido de 100 μm, la ecuación a aplicar es:

Capacidad de gas

$$d \times L_{ef} = 42 \times \left(\frac{T \times Z \times Q_g}{P} \right) \times K \quad (1)$$

Donde:

d : Diámetro interno, [pulg].

L_{ef} : Longitud efectiva del separador, [ft].

- T : Temperatura de operación [°R].
- Q_g : Caudal de gas [MMscfd].
- P : Presión de operación [psia].
- Z : Factor de compresibilidad.

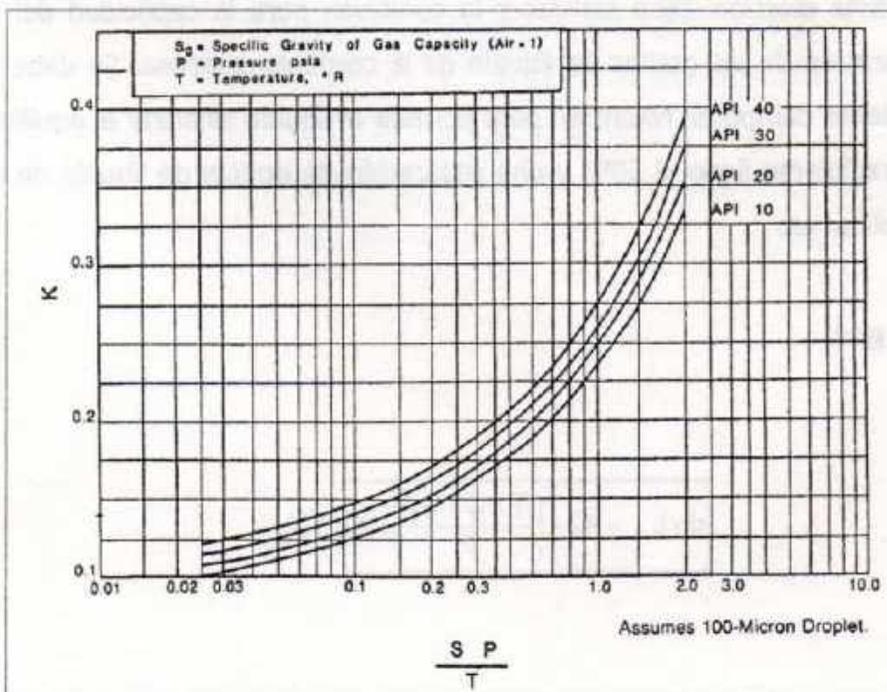
K es una constante que depende de las condiciones del gas y del líquido y del tamaño de las gotas a ser separadas del gas, K se define como:

$$K = \sqrt{\left(\frac{\rho_g}{\rho_L - \rho_g}\right) \times C_D}$$

Donde:

- C_D: Coeficiente de arrastre
- ρ_g : Densidad del gas, [lb/ft³]
- ρ_L : Densidad del líquido, [lb/ft³]

Para una separación de gotitas de 100 μm, K se puede calcular aproximadamente con el sig gráfico.



Asumiendo que el recipiente está lleno al 50%, se determina la velocidad del gas V_g [ft/s], con A [ft²], D [ft], d [pulg], Q [ft³/s].

$$V_g = \frac{Q}{A_g}$$

$$A_g = \frac{1}{2} \times \left(\frac{\pi}{4} \times D^2 \right) = \frac{1}{2} \times \left(\frac{\pi}{4} \times \frac{d^2}{144} \right) = \frac{d^2}{367}$$

Q_g [MMscfd]

$$Q = Q_g \cdot 10^6 \cdot \frac{\text{scf} \cdot \text{día} \cdot \text{hs} \cdot 14.7 \cdot T \cdot Z}{\text{MMscf} \cdot \text{día} \cdot 24\text{hs} \cdot 3600\text{seg} \cdot P \cdot 520}$$

$$Q = 0.327 \times \frac{T \cdot Z \cdot Q_g}{P}$$

$$V_g = \left(0.327 \times \frac{T \cdot Z \cdot Q_g}{P} \right) \times \left(\frac{367}{d^2} \right)$$

$$V_g = 120 \times \left(\frac{T \cdot Z \cdot Q_g}{P \cdot d^2} \right)$$

El tiempo de retención del gas es el tiempo necesario para que se produzca la separación de las gotitas de líquido del gas. Es la relación entre la longitud efectiva y la velocidad del gas.

$$t_g = \frac{L_{ef}}{V_g}$$

$$t_g = \frac{L_{ef} \cdot P \cdot d^2}{120 \cdot T \cdot Z \cdot Q_g} \quad (\text{Tiempo de retención})$$

$$t_d = \frac{D}{2 \cdot V_t} = \frac{d}{24 \cdot V_t} \quad (\text{Tiempo de desprendimiento})$$

$$V_t = 0.0119 \cdot \sqrt{\left(\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g}\right) \cdot \frac{d_m}{C_D}}$$

(Según la ley de Stokes)

V_t : Velocidad de decantación de las gotitas [ft/s]

ρ_L : Densidad del líquido [lb/ft³]

ρ_g : Densidad del gas [lb/ft³]

d_m : 100 μ m

$$t_d = \frac{d}{24 \cdot \left(0.0119 \cdot \sqrt{\left(\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g}\right) \cdot \frac{d_m}{C_D}}\right)}$$

(Según la ley de Stokes)

Haciendo $t_g = t_d$

$$\frac{L_{ef} \cdot P \cdot d^2}{120 \cdot (T \cdot Z \cdot Q_g)} = \frac{d \cdot \sqrt{\left(\frac{\rho_g - \rho_L}{\rho_g}\right) \cdot \frac{C_D}{d_m}}}{24 \cdot 0.0119}$$

Para gotitas de 100 μ m de diámetro se deduce que:

$$d \times L_{ef} = 42 \times \left(\frac{T \times Z \times Q_g}{P}\right) \times K$$

Capacidad de líquido

Deduciendo y resolviendo varias ecuaciones se llega a:

$$d^2 \cdot L_{ef} = \frac{t_r \cdot Q_L}{0.7} \quad (2)$$

Donde:

d : Diámetro interno, [pulg]

L_{ef} : Longitud efectiva de separación, [ft]

Q_L : Caudal de líquido, [bpd]

T_r : tiempo de retención, [minutos]

$$t = \frac{Vol.}{Q}$$

Donde:

t: segundos

Vol. : ft³

Q : ft³ / s

$$Vol. = \frac{1}{2} \times \left(\frac{\pi}{4} \cdot D^2 \cdot L_{ef} \right)$$

$$Vol. = \frac{\pi \cdot d^2 \cdot L_{ef}}{2 \cdot 4 \cdot 144} = 2.73 \cdot 10^{-3} \cdot d^2 \cdot L_{ef}$$

Q_L [bpd]

$$Q = Q_L \cdot 5.61 \cdot \frac{ft^3 \cdot día \cdot hs}{barril \cdot día \cdot 24hs \cdot 3600seg}$$

$$Q = 6.49 \cdot 10^{-5} \times Q_L$$

$$t = 42 \cdot d^2 \frac{L_{ef}}{Q_L}$$

$$d^2 \cdot L_{ef} = \frac{t_r \cdot Q_L}{0.7} \quad (2)$$

El largo total del separador puede ser determinado una vez que se haya calculado el largo efectivo (L_{ef}). La longitud total del equipo es superior al L_{ef} , ya que esta última no incluye el desviador de entrada, ni el extractor de humedad (mist extractor). La longitud total puede ser calculada con las siguientes expresiones.

$$L_t = L_{ef} + \frac{d}{12} \quad (3) \text{ (Capacidad del gas)}$$

$$L_t = \frac{4}{3} \cdot L_{ef} \quad (4) \text{ (Capacidad del líquido)}$$

En estas expresiones se observa que la longitud de la capacidad de gas y de líquido son ambas mayores al L_{ef} y que además se pueden obtener diferentes combinaciones de diámetro y longitud.

Dentro de las diferentes selecciones de diámetro y longitud, hay que tener en cuenta el costo del equipo. Lo más común son diseños con una relación Longitud / Diámetro entre 4 y 5.

Resumen de los pasos a seguir

- ✚ Calcular los valores de d y L_{ef} con la ecuación (1), que satisfagan la capacidad del gas.
- ✚ Calcular los valores de d y L_{ef} con la ecuación (2), que satisfagan el tiempo requerido.
- ✚ Estimar el largo total para las capacidades de líquido y gas con las ecuaciones (3) y (4).
- ✚ Seleccionar una relación L/d que se halle entre tres y cuatro, nunca exceder el valor de 5 para evitar problemas de reentrada.

Separadores Verticales

En estos debe mantenerse un diámetro mínimo para permitir a las gotas de líquido separarse del gas en su movimiento descendente. El tiempo de retención del líquido especificado en los requerimientos es una combinación del diámetro y altura del volumen de líquido. Cualquier diámetro más grande que el mínimo requerido para la capacidad de gas, puede ser elegido.

Capacidad de gas

Se aplica la siguiente ecuación

$$d^2 = 504 \cdot \left(\frac{T \cdot Z \cdot Q_g}{P} \right) \cdot K \quad (5)$$

Donde:

- d : Diámetro interno, [pulg]
- L_{ef} : Longitud efectiva, [ft]
- T : Temperatura de operación, [°R]
- Q_g : Caudal de gas, [MMscfd]
- P : Presión de operación, [psia]
- Z : Factor de compresibilidad

Para que las gotitas de líquido caigan a la interfase gas-líquido, es necesario que la velocidad de corriente ascendente del gas sea menor que la velocidad de caída de estas.

Se recuerda que según la ley de Stokes, la velocidad de caída de las gotas es:

$$V_t = 0.0119 \cdot \sqrt{\left(\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g}\right) \cdot \frac{d_m}{C_D}}$$

(Según la ley de Stokes)

V_t : Velocidad de decantación de las gotitas [ft/s]

ρ_L : Densidad del líquido [lb/ft³]

ρ_g : Densidad del gas [lb/ft³]

d_m : 100 μ m

Determinando la velocidad del gas, V_g [ft/s], con A [ft²], D [ft], d [pulg], Q [ft³/s].

$$V_g = \frac{Q}{A_g}$$

$$A_g = \left(\frac{\pi}{4} \times D^2\right) = \left(\frac{\pi}{4} \times \frac{d^2}{144}\right) = \frac{d^2}{183}$$

Q_g [MMscfd]

$$Q = Q_g \cdot 10^6 \cdot \frac{\text{scf} \cdot \text{día} \cdot \text{hs} \cdot 14.7 \cdot T \cdot Z}{\text{MMscf} \cdot \text{día} \cdot 24\text{hs} \cdot 3600\text{seg} \cdot P \cdot 520}$$

$$Q = 0.327 \times \frac{T \cdot Z \cdot Q_g}{P}$$

$$V_g = \left(0.327 \times \frac{T \cdot Z \cdot Q_g}{P} \right) \times \left(\frac{183}{d^2} \right)$$

$$V_g = 60 \times \left(\frac{T \cdot Z \cdot Q_g}{P \cdot d^2} \right)$$

Las ecuaciones usadas en separadores verticales son análogas a las que utilizamos en separadores horizontales, pero en este caso hay que considerar la velocidad relativa del líquido respecto del flujo de gas, que deberá tener una componente resultante hacia abajo, de lo contrario las gotas serán elevadas por la corriente de gas.

Por lo tanto debemos igualar las velocidades:

$$V_t = V_g$$

$$0.0119 \cdot \sqrt{\left(\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g} \right)} \cdot \frac{d_m}{C_D} = 60 \times \left(\frac{T \cdot Z \cdot Q_g}{P \cdot d^2} \right)$$

$$d^2 = 5.04 \cdot \left(\frac{T \cdot Z \cdot Q_g}{P} \right) \cdot \sqrt{\left(\frac{\rho_g}{\rho_L - \rho_g} \right)} \cdot \frac{C_D}{d_m}$$

Para gotitas de diámetro de 100 μm se deduce que:

$$d^2 = 504 \cdot \left(\frac{T \cdot Z \cdot Q_g}{P} \right) \cdot K \quad (5)$$

Así queda determinado el diámetro del equipo para la capacidad de gas, que fija el diámetro mínimo de diseño.

Capacidad de líquido

$$d^2 \cdot h = \frac{t_r \cdot Q_L}{0.12} \quad (6)$$

Donde:

h: Altura del volumen de líquido, [pulg.].

d : Diámetro interno, [pulg.].

Q_L : Caudal de líquido, [bpd].

T_r : tiempo de retención, [minutos].

$$t = \frac{\text{Vol.}}{Q}$$

Donde:

t: segundos

Vol. : ft³

Q : ft³ / s

$$\text{Vol.} = \left(\frac{\pi}{4} \cdot D^2 \cdot \frac{h}{12} \right) = \frac{(\pi \cdot d^2 \cdot h)}{6912}$$

$$\text{Vol.} = 4.55 \cdot 10^{-6} \cdot d^2 \cdot h$$

Q_L [bpd]

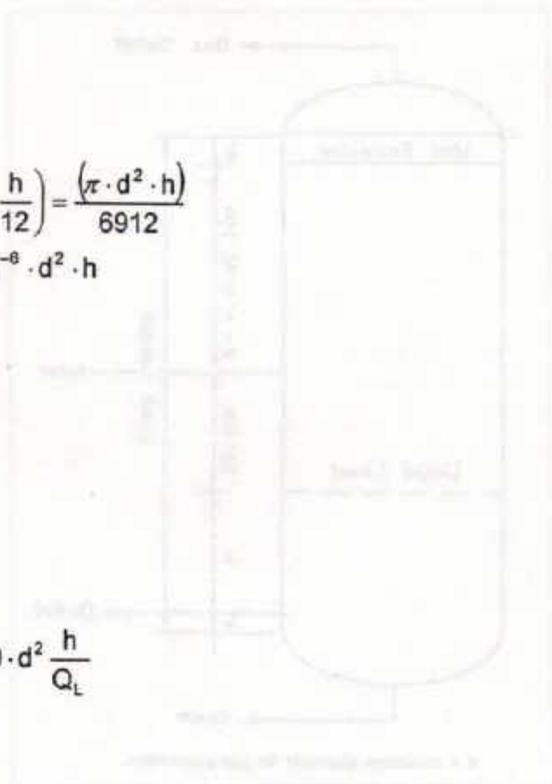
$$Q = Q_L \cdot 5.61 \cdot \frac{\text{ft}^3 \cdot \text{día} \cdot \text{hs}}{\text{barril} \cdot \text{día} \cdot 24\text{hs} \cdot 3600\text{seg}}$$

$$Q = 6.49 \cdot 10^{-5} \times Q_L$$

$$t = 7.00 \cdot d^2 \cdot \frac{h}{Q_L}$$

Como t_r se encuentra en minutos:

$$\boxed{d^2 \cdot h = \frac{t_r \cdot Q_L}{0.12}} \quad (6)$$



La relación entre el diámetro y la longitud deben ser determinadas, cuando el diámetro y la longitud del volumen de líquido ya son conocidas. Para el diámetro anteriormente calculado, y para el caudal de líquido estimado de ingreso al separador, podemos calcular la altura que ocupará este, para un tiempo de retención dado.

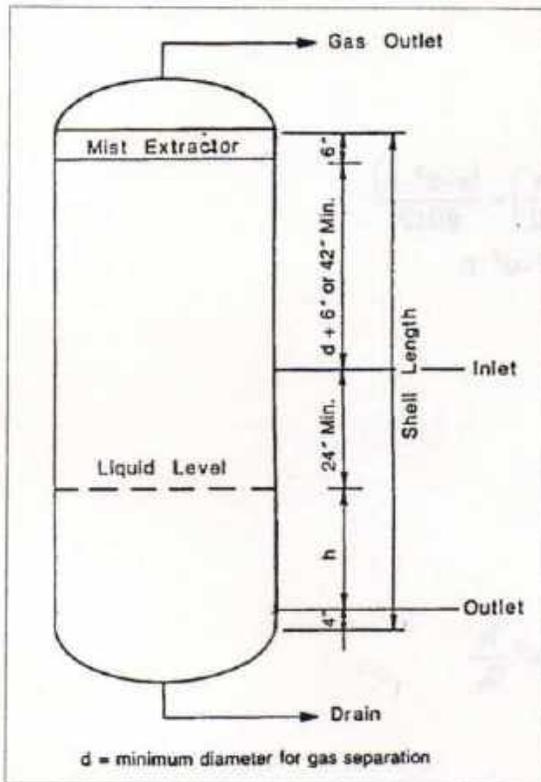
El largo total puede ser determinado una vez conocido el diámetro y la altura de volumen de líquido. El largo total se puede calcular con las siguientes expresiones.

$$L_t = \frac{(h + 76)}{12} \quad (7) \text{ (Capacidad del gas)}$$

$$L_t = \frac{(h + d + 40)}{12} \quad (8) \text{ (Capacidad del líquido)}$$

Como en los separadores horizontales, en estos también se seleccionan longitudes y diámetros cuya relación entre ellos sea entre 4 y 5.

En la figura se muestra como se calcula la longitud del separador en función del diámetro y la altura del volumen de líquido.



Dimensiones de un separador vertical en función del diámetro mínimo y la longitud del volumen de líquido.

Ejemplo de aplicación:

Dimensionar un separador horizontal.

Datos:

$Q_g = 10 \text{ MM pies}^3 \text{ estándar / día}$

$Q_l = 2000 \text{ bpd (40° API)}$

Presión de operación = 1000 psia

Temperatura de operación = 60 °F

Gravedad específica = 0.6

Solución

1). Se calcula K

$$\frac{S \cdot P}{T} = \frac{0.6 \cdot 1000}{(460 + 60)} = 1.538$$

Del Gráfico se obtiene K=0.3

2). Para la capacidad del gas

$$d \times L_{ef} = 42 \times \left(\frac{T \times Z \times Q_g}{P} \right) \times K$$

$$d \times L_{ef} = \frac{42 \cdot 520 \cdot 0.84 \cdot 10 \cdot 0.3}{1000}$$

$$d \times L_{ef} = 55.04$$

3). Estimar el largo total para varios d con la ecuación 3

$$L_t = L_{ef} + \frac{d}{12}$$

En la siguiente tabla se muestran diferentes combinaciones de diámetro y longitud.

| d [pulg] | L _{ef} [ft] | L _t [ft] |
|----------|----------------------|---------------------|
| 16 | 3.44 | 4.8 |
| 20 | 2.75 | 4.4 |
| 24 | 2.29 | 4.3 |

4). Para la capacidad del líquido

$$d^2 \cdot L_{ef} = \frac{t_r \cdot Q_L}{0.7}$$

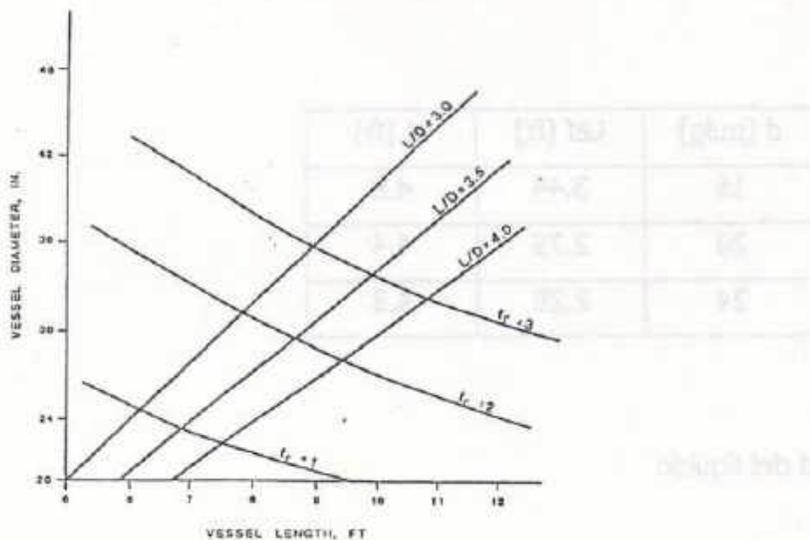
La tabla muestra diferentes valores de L_{ef} y d , para tiempos de retención de 1, 2 y 3 minutos.

| t_r [min.] | d [pulg] | L_{ef} [ft] | L_t [ft] | $12 \cdot \frac{L_t}{d}$ |
|-----------------|---------------|------------------|---------------|--------------------------|
| 3 | 24 | 14.9 | 19.8 | 9.9 |
| | 30 | 9.5 | 12.7 | 5.1 |
| | 36 | 6.6 | 8.8 | 2.9 |
| | 42 | 4.8 | 6.5 | 1.8 |
| 2 | 24 | 9.9 | 13.2 | 6.6 |
| | 30 | 6.3 | 8.4 | 3.4 |
| | 36 | 4.4 | 5.9 | 2 |
| 1 | 20 | 7.1 | 9.5 | 5.7 |
| | 24 | 5 | 6.6 | 3.3 |

5). Realizar combinaciones para diferentes valores de t_r

6). Escoger relaciones de $12 \cdot \frac{L_t}{d}$ entre 3 y 4

7). La gráfica representa diferentes combinaciones de valores de L_t y d para tiempos de retención entre 1 y 3 minutos. Se seleccionaron combinaciones de longitud y diámetro por encima a los obtenidos en los pasos 3 y 4. Hay que tener en cuenta que en la selección de este separador gobierna el cálculo a través de la capacidad de líquido.



Algunos de los resultados que se pueden obtener de la gráfica pueden ser:

- d = 36 pulgadas, $L_t = 7$ pies con 6 pulgadas para un tiempo de retención de 2.5 minutos.
- d = 30 pulgadas, $L_t = 10$ pies con 7 para un tiempo de retención de 2.5 minutos.
- d = 30 pulgadas, $L_t = 7$ pies con 6 pulgadas para un tiempo de retención menor a 2 minutos.

Ejemplo de aplicación:

Dimensionar un separador vertical.

Datos:

- $Q_g = 10$ MMscfd
- $Q_l = 2000$ bpd (40° API)
- Presión de operación = 1000psia
- Temperatura de operación = 60 °F
- Gravedad específica = 0.6

Solución

1). Se calcula K

$$\frac{S \cdot P}{T} = \frac{0.6 \cdot 1000}{(460 + 60)} = 1.538$$

De la figura 23 se obtiene $K=0.3$

2). Para la capacidad del gas

$$d^2 = 504 \cdot \left(\frac{T \cdot Z \cdot Q_g}{P} \right) \cdot K$$

$$d^2 = \left(\frac{504 \cdot 520 \cdot 0.84 \cdot 10 \cdot 0.3}{1000} \right)$$

d = 25.7 pulgadas

3). Capacidad de líquido

$$d^2 \cdot h = \frac{t_r \cdot Q_L}{0.12}$$

4). Con el valor del diámetro calculado en el paso 2 y con la siguiente tabla se puede hallar distintas combinaciones de h para diferentes tiempos de retención

| tr [min.] | d [pulg.] | h [pulg.] | L _t [ft] | 12 · $\frac{L_t}{d}$ |
|--------------|--------------|--------------|------------------------|----------------------|
| 3 | 24 | 86.8 | 13.6 | 6.8 |
| | 30 | 55.6 | 11 | 4.4 |
| | 36 | 38.6 | 9.6 | 3.2 |
| | 42 | 28.3 | 8.7 | 2.5 |
| | 48 | 21.7 | 8.1 | 2 |
| 2 | 24 | 57.9 | 11.2 | 5.6 |
| | 30 | 37 | 9.4 | 3.8 |
| | 36 | 25.7 | 8.5 | 2.8 |
| | 42 | 18.9 | 7.9 | 2.3 |
| 1 | 24 | 28.9 | 8.7 | 4.4 |
| | 30 | 18.5 | 7.9 | 3.2 |
| | 36 | 12.9 | 7.4 | 2.5 |

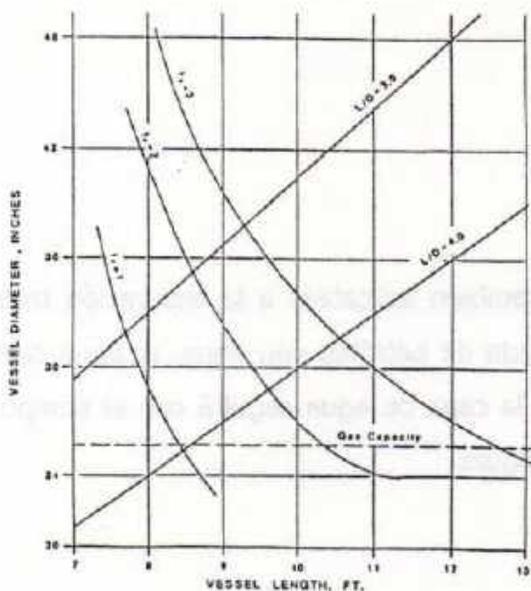
5). Se procede a calcular el largo total del separador con las siguientes ecuaciones:

$$L_t = \frac{(h + 76)}{12} \quad (7) \text{ (Capacidad del gas)}$$

$$L_t = \frac{(h + d + 40)}{12} \quad (8) \text{ (Capacidad del líquido)}$$

6). Seleccionar valores de L_t/d entre 3 y 4

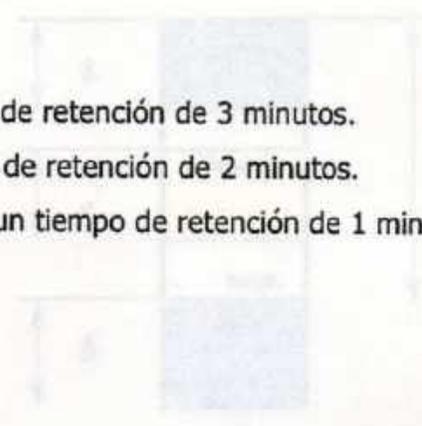
7). La gráfica representa diferentes combinaciones de valores de L_t y d para tiempos de retención entre 1 y 3 minutos. Se selecciona un diámetro mayor que el determinado en el paso 2.



$d = 36$ pulgadas, $L_t = 10$ ft para un tiempo de retención de 3 minutos.

$d = 30$ pulgadas, $L_t = 10$ ft para un tiempo de retención de 2 minutos.

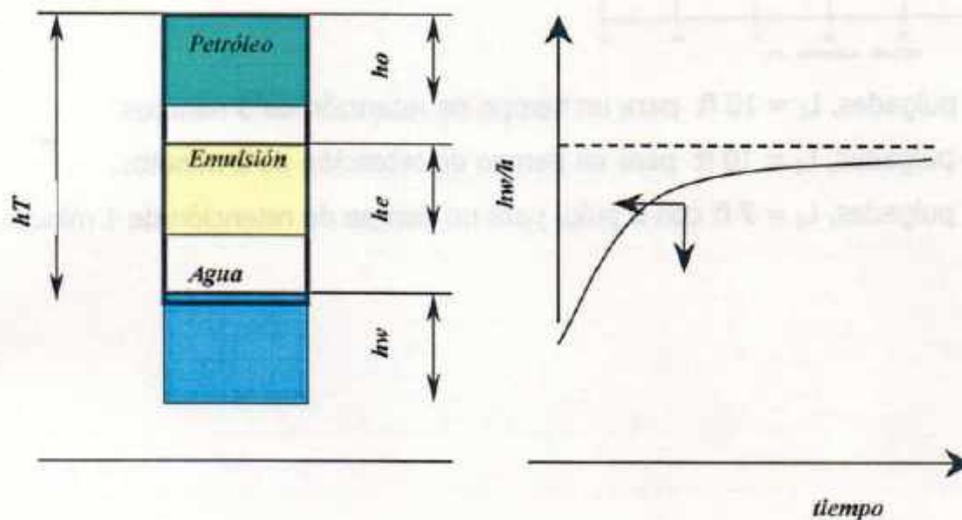
$d = 30$ pulgadas, $L_t = 7$ ft con 6 pulg. para un tiempo de retención de 1 minuto.



SEPARADORES TRIFÁSICOS

INTRODUCCIÓN:

Los conceptos para separación bifásica son también aplicables a la separación trifásica. Luego de cierto tiempo de descanso una mezcla de petróleo con agua, el agua caerá al fondo relativamente limpia. El crecimiento de la capa de agua seguirá con el tiempo una curva como la que se muestra en la siguiente figura.



La fracción de agua obtenida por separación gravitatoria, es llamada "agua libre". Es normalmente beneficioso separar el agua libre antes de intentar tratar el remanente de petróleo y las capas de emulsión.

Los separadores trifásicos comúnmente llamados "Free - water knockout", son usados para separar y remover cualquier fase de agua libre que se pueda presentar.

Cuando el flujo entra al separador trifásico puede ser de:

1. un pozo produciendo.
2. un separador a alta presión.

El recipiente debe ser diseñado para separar el gas que burbujea del líquido y el petróleo del agua. La adición con respecto al separador bifásico, es la ubicación de la zona líquido – líquido, y alguna forma de remover el agua libre que se iría sumando.

La remoción del agua es función del control del método usado para mantener la separación y removerla del petróleo. Se aplican severos métodos de control en los separadores trifásicos.

La forma y diámetro del recipiente será determinado por el tipo de control usado.

SEPARADORES HORIZONTALES:

Los separadores trifásicos son diseñados en recipientes de presión horizontales, verticales o esféricos.

El fluido entra al separador y golpea contra el desviador de entrada. El cambio súbito en el momento conduce a una separación gruesa inicial de gas y líquido como en el separador bifásico.

En la mayor parte de los diseños, el diversificador de entrada tiene un tubo de descenso que lleva directo al flujo de líquido debajo de la interfase gas – petróleo. La sección de colección de líquido del recipiente provee el tiempo de retención suficiente de tal modo que el petróleo y la emulsión forman una capa o **"paquete de petróleo"** en la parte superior. El agua libre cae hacia abajo.

Existen dos configuraciones de separadores horizontales :

- ✚ Separadores horizontales de vertedero
- ✚ Separadores horizontales de cubeta y vertedero.

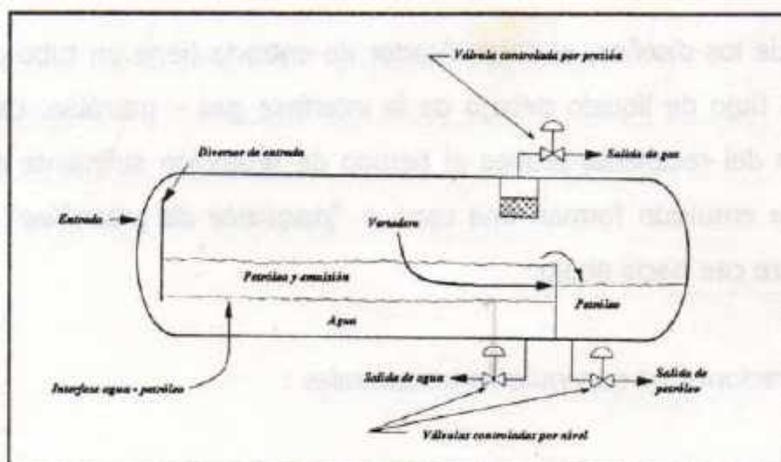
SEPARADOR HORIZONTAL DE VERTEDERO:

El vertedero mantiene el nivel de petróleo y el controlador de nivel mantiene el nivel de agua. El petróleo es desnatado sobre el vertedero. El nivel de petróleo aguas abajo del vertedero es controlado por un controlador de nivel que está operado por una válvula de descarga de petróleo. El agua producida fluye por una boquilla en el recipiente ubicada aguas arriba del vertedero de petróleo.

Un controlador de nivel de interfase censa la altura de la interfase agua – petróleo. El controlador envía una señal a la válvula de descarga de agua, permitiendo así que la cantidad correcta de agua sea despedida del recipiente de tal modo que la interfase agua – petróleo sea mantenida a la altura diseñada.

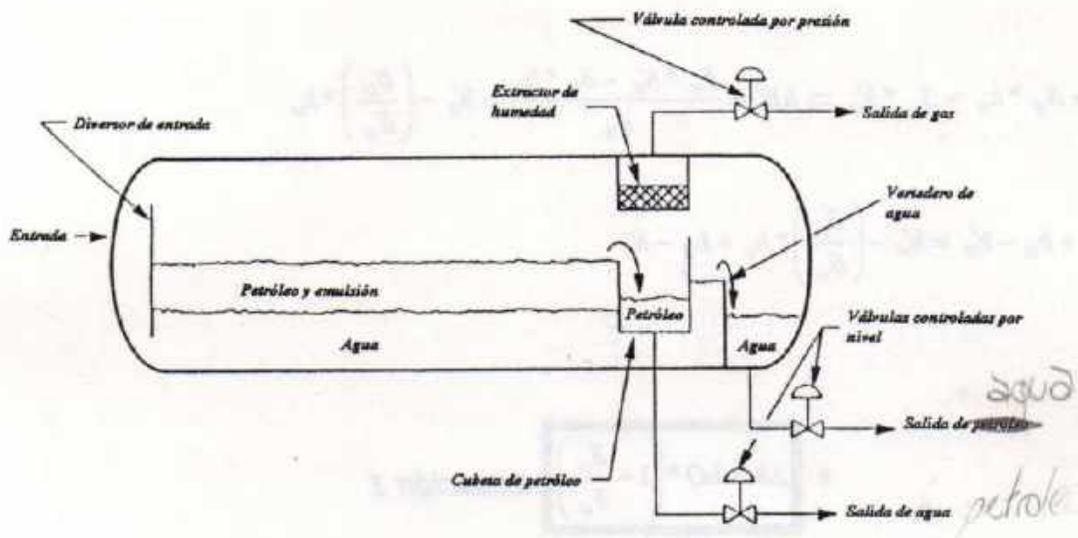
El gas fluye horizontalmente y sale a través del extractor de humedad hacia la válvula de control de presión que mantiene constante la presión del recipiente.

El nivel de la interfase gas – petróleo puede variar de la mitad al 75% del diámetro, dependiendo de la importancia relativa de la separación gas – líquido. La configuración más común es medio lleno, y así es usado en las ecuaciones de diseño, de esta sección.



SEPARADOR HORIZONTAL DE CUBETA Y VERTEDERO:

El diseño elimina la necesidad de un controlador de interfase líquida. Ambos, el petróleo y el agua, fluyen sobre el vertedero donde el controlador de nivel termina con un simple colador flotante. El petróleo sobrefluye el vertedero de petróleo, y cae a la cubeta de petróleo donde este nivel es controlado por un controlador de nivel que opera con la válvula de descarga de petróleo.



El agua fluye por debajo de la cubeta de petróleo y luego sobre el vertedero de agua. El nivel aguas abajo de este vertedero es controlado por un controlador de nivel que está operado por la válvula de descarga de agua. La altura del vertedero de petróleo controla el nivel de líquido en el recipiente. La diferencia en las alturas de los vertederos de petróleo y agua controla el espesor de la capa de petróleo, debido a las diferencias de gravedad específica.

Es criterio en la operación del recipiente que la altura del vertedero de agua sea suficientemente más baja que la altura de vertedero de petróleo, de tal modo que el espesor de capa de petróleo provea a este el tiempo de retención necesaria. Si esta diferencia es muy baja y la diferencia de gravedad específica no es tan grande, entonces el espesor de capa de petróleo esperada llega a un punto donde el petróleo podría

arrastrarse bajo la capa de petróleo y descargar con el agua. Normalmente los vertederos de agua y petróleo se hacen ajustables de tal modo que los cambios de la gravedad específica en el agua – petróleo y los cambios de flujo puedan ser ajustados.

Para obtener la altura de la capa de petróleo deseada el vertedero de agua deberá estar ubicado a una distancia por debajo del vertedero de petróleo la cual se puede calcular haciendo un balance de presiones en un punto del recipiente y despejando la diferencia de altura:

$$\delta_o * h_o + \delta_w * h_w = \delta_w * h'_w \Rightarrow h_w = \frac{\delta_w * h'_w - \delta_o * h_o}{\delta_w} = h'_w - \left(\frac{\delta_o}{\delta_w}\right) * h_o$$

$$\Delta h = h_w + h_o - h'_w = h'_w - \left(\frac{\delta_o}{\delta_w}\right) * h_o + h_o - h'_w$$

$$\Delta h = h_o * \left(1 - \frac{\delta_o}{\delta_w}\right) \quad \text{Ecuación 1}$$

Δh = distancia por debajo del vertedero de petróleo, pulg.

h_o = altura de la capa de petróleo deseada, pulg.

δ_o = densidad del petróleo, lb/ft³.

δ_w = densidad del agua, lb/ft³.

El control de interfase tiene la ventaja de ser fácilmente ajustable para manejar cambios inesperados en la gravedad específica del petróleo o agua, o en caudal. Sin embargo en aplicaciones de petróleo pesado o donde grandes cantidades de emulsión o parafina son anticipadas se puede dificultar censar el nivel de la interfase.

En cada caso es recomendado un control del vertedero y la cubeta.

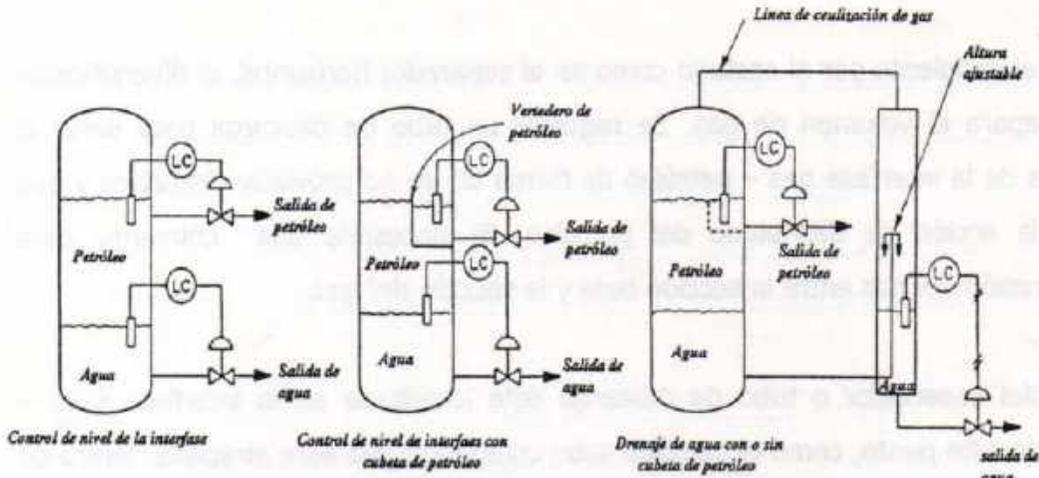
SEPARADOR VERTICAL:

El flujo entra al recipiente por el costado como en el separador horizontal, el diversificador de entrada separa el volumen de gas. Se requiere un tubo de descarga para llevar el fluido a través de la interfase gas – petróleo de forma tal de no provocar disturbios y que tenga lugar la acción de desnatado del petróleo. Es necesaria una chimenea para equalizar la presión del gas entre la sección baja y la sección del gas.

La descarga del espaciador o tubo de descarga esta localizada en la interfase agua – petróleo. Desde este punto, como el petróleo sube cualquier agua libre atrapada dentro de la fase petróleo es separada afuera. Las gotas de agua fluyen concurrentemente en el petróleo.

Similarmente, el agua fluye por debajo y cualquier gota de petróleo atrapada en la fase agua tiende a ascender contra el flujo de agua. Algunas veces es usado un separador trifásico con la parte de abajo cónica. Este diseño debe ser usado si fuera anticipada la producción de arena para evitar males mayores. El cono es normalmente con un ángulo con la horizontal de entre 45° y 60° .

La arena producida tiene tendencia a pegarse al acero a 45° . Si el cono es instalado debería ser parte de la pared de presión del recipiente, o por razones estructurales, debería ser instalado internamente al recipiente cilíndrico. En tales casos, una línea de equalización de gas podría ser instalada para asegurar que el gas detrás del cono esta también en equilibrio con el espacio de gas.



- 1) El primero es estrictamente un control de nivel. Un dispositivo desplazador flotante es usado en el control de la interfase gas – petróleo y regula una válvula de control de descarga de la sección de petróleo. Un flotante en la interfase es usado para controlar la interfase agua – petróleo y regula la válvula de control de salida de agua.

Ventajas: Debido a que no se usan baffles internos o vertederos, el sistema se fabrica con facilidad y tiene mejor producción con arenas y sólidos.

- 2) El segundo método usado usa un vertedero para controlar el nivel de la interfase gas – petróleo en una posición constante.

Ventajas: El resultado es una mejor separación del agua del petróleo debido a que todo el petróleo debe subir a la altura del vertedero de petróleo antes de salir del recipiente.

Desventaja: Se tiene que poner un recipiente de petróleo en el volumen del recipiente y eso cuesta dinero. Además los sedimentos y sólidos deben ser juntados en la caja de petróleo lo que dificulta el drenaje.

3) El tercer método usa dos vertederos, lo cual elimina la necesidad de una interfase flotante. El nivel entre fases es controlado por la altura del vertedero de agua externo relativa al vertedero de petróleo o altura de salida. Esto es similar a la cubeta y vertedero diseñados en el separador horizontal.

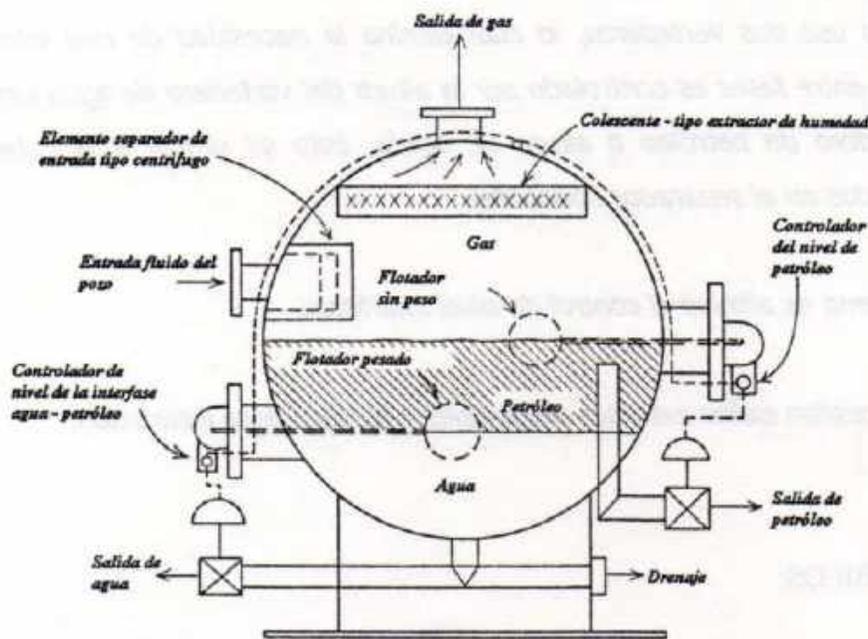
Ventajas: Este sistema es elimina el control de nivel interfacial.

Desventaja: Se necesitan caños externos adicionales y espacio para instalación.

SEPARADORES ESFÉRICOS:

Los separadores esféricos usan el mismo principio de funcionamiento que los separadores horizontales y verticales, un separador esférico puede ser considerado como un separador vertical truncado. Como la altura del recipiente es reducido se puede incrementar el diámetro para compensar la reducción de altura. En consideración la capacidad de manipuleo de fluido de los separadores esféricos podría ser lograda por la reducido altura disponible para la separación del fluido de entrada. Este misma consideración podría ser aplicado en separadores esféricos que se usan en planta para una columna fraccionadora.

La ventaja de este tipo de separador es su pequeña silueta que aloja todos los componentes y que son accesibles para el personal de mantenimiento. Los separadores esféricos pueden ser mas fáciles de instalar y menos costoso porque no requiere grandes grúas y equipos especiales gracias a su pequeña tamaño.



SELECCIÓN HORIZONTAL VS. VERTICAL:

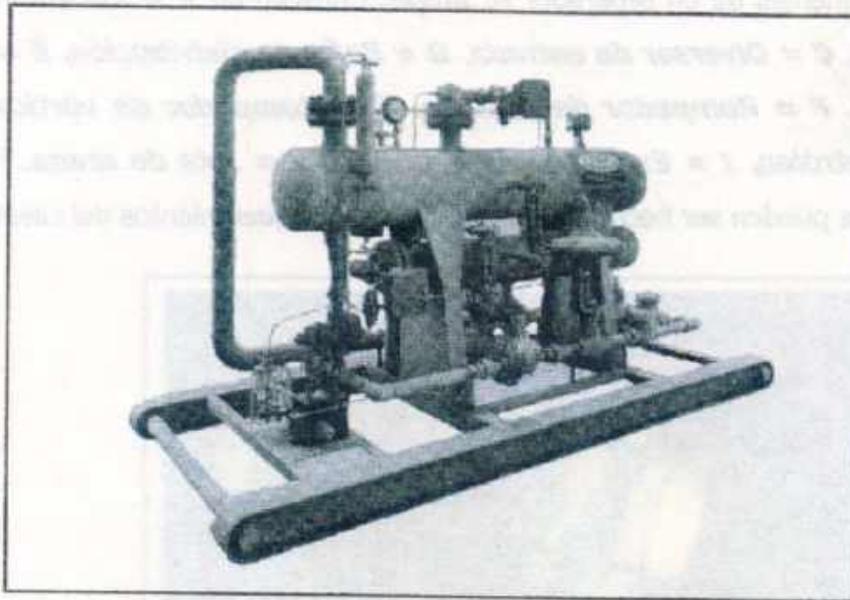
Los beneficios de cada tipo de diseños fueron descritos antes. Como en la separación bifásica, es también verdad en la separación trifásica que la geometría del flujo en el recipiente horizontal es más favorable desde el punto de vista del proceso.

Sin embargo, puede ser una razón distinta al proceso seleccionar un recipiente vertical para aplicaciones específicas.

En la tabla siguiente se muestra una comparación de las ventajas y desventajas de los separadores horizontales, verticales y esféricos. Esta tabla no intenta ser una guía absoluta, pero proporciona una relativa comparación de varias características de los distintos separadores, sus rangos, tamaños y presiones de trabajo.

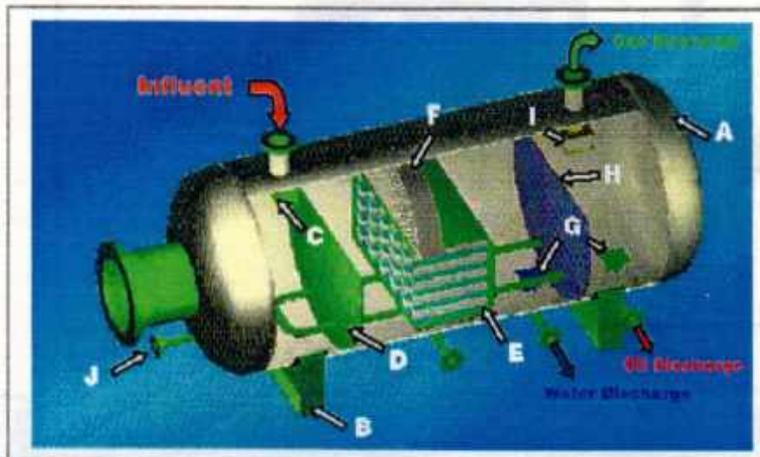
La figura siguiente corresponde a un separador dual trifásico montado en un patín que se usa para separar en las tres fases en los ensayos de pozo. El gas se descarga por la parte

superior del tubo superior, el petróleo se descarga por la parte inferior del tubo superior y el agua se descarga desde la parte inferior del tubo inferior.



COMPONENTES INTERNOS:

Conocer los componentes de un separador es simple. Consiste en **A = Recipiente**, **B = Patín o montaje**, **C = Diversor de entrada**, **D = Baffle de distribución**, **E = Platos de coalescencia**, **F = Rompedor de espuma**, **G = Rompedor de vórtices**, **H = Vertedero de petróleo**, **I = Extractor de humedad**, **J = Jets de arena**. Tamaño, formas y accesorios pueden ser hecho especialmente para requerimientos del cliente



Los elementos que se agregan a un separador trifásico y de los que no se habla en separador bifásico son los platos coalescentes y los jets de arena. Es posible usar varios platos o caños coalescentes diseñados para ayudar en la coalescencia de las gotas de petróleo en el agua o las gotas de agua en el petróleo.

PLATOS COALESCENTES:

Recientes estudios usando platos coalescentes indica que puede ser posible algún ahorro en la medida de los recipientes. Porque para un taponamiento potencial, se recomienda usar estos coalescedores que aumentan la capacidad de tratamiento de los separadores trifásicos o donde estos tienen limitaciones de espacio severas.

JETS DE ARENA y DRENAJES:

En los separadores horizontales trifásicos, una preocupación es la acumulación de arena y sólidos en el fondo del recipiente. Si permitimos que se acumulen, estos sólidos trastornan la operación del separador. Generalmente los sólidos caen al fondo y luego son empacados.

Para remover los sólidos se abren drenajes de arena y de esta manera son controlados, y con fluidos de alta presión, generalmente con agua producida, bombeados a través de un jets que agita los sólidos y los saca afuera del drenaje. Los jets de arena normalmente diseñados con una **velocidad tipo jets de 20 pie/seg.** y dirigidos de manera de cubrir bien el fondo.

Para prevenir que la arena colocada obstruya los drenajes, cuencos de arena o cubetas de arena son usadas para cubrir las salidas. Estas son cubetas invertidas con una ranura en el costado abierta.

PROBLEMAS POTENCIALES DE OPERACIÓN:

Los problemas potenciales operativos pueden resolverse del mismo modo que en los separadores bifásicos, los principales problemas que se encuentran son:

- ✓ **Espuma**
- ✓ **Parafinas**
- ✓ **Arena**
- ✓ **Emulsiones**
- ✓ **Flasheado y soplado**

✓ **CRUDOS DE ESPUMA:**

La mayor causa de espuma son las impurezas, antes que el agua, porque son imposibles de remover en el crudo de petróleo antes de alcanzar el flujo el separador. La espuma no

presenta problemas dentro del separador si el diseño interno asumido tiene el suficiente tiempo de coalescencia para que la espuma se rompa.

La espuma en un recipiente de separación presenta tres problemas :

- 1. El control mecánico del nivel de líquido esta complicado porque cualquier mecanismo de control debe tratar con tres fases líquidas esencialmente en lugar de dos.**
- 2. La espuma tiene un gran volumen para el promedio de peso. De este modo, puede ocupar mucho espacio del recipiente, el cual debería ser de otro modo aprovechable en la colección de líquido o en la sección de decantación por gravedad.**
- 3. Con un banco de espuma incontrolable, es entonces imposible remover el gas separado o desgasificar el petróleo del recipiente sin entrar algo de material espumoso en la salida de líquido o gas.**

La comparación de la tendencia espumosa de un petróleo conocido a uno nuevo, cuando no se tiene información operacional, puede ser hecho con un comparador de espuma. El resultado provee una comparación de los problemas relativos de espuma, que pueden ser esperados con el petróleo nuevo al compararlo con el conocido. Así pueden ser hechos los ajustes necesarios en los parámetros de diseño, comparados con aquellos que nos dieron resultado para el caso conocido.

Debería ser notado que la cantidad de espuma depende de:

- *la caída de presión a la que el líquido ingresante es sometido*
- *las características del líquido del pozo a las condiciones del separador.*

Porque la operación de comparación de espuma a la presión atmosférica, no pueden tomarse en cuenta. Algunos casos, el **efecto de la temperatura** puede ser fundamental para **reducirla**. Esto es frecuentemente observado en diseños con condiciones espumosas. La influencia de este efecto puede ser evaluado para el uso del comparador de espuma.

Los depresores de espuma son considerados de buen trabajo si incrementan la capacidad de trabajo del separador. Sin embargo, en el dimensionamiento de un separador para trabajar un crudo en especial, no se debe asumir el uso de un depresor particular porque las características del crudo y la espuma pueden cambiar durante la vida del filtro. También, el costo del depresor de espuma para altos valores de producción puede ser prohibitivo. Debe ser prevista suficiente capacidad en el separador para manejar la producción anticipada sin el uso de depresores de espuma o inhibidores.

✓ **PARAFINAS:**

La operación del separador puede verse adversamente afectada por la acumulación de parafinas. Los platos coalescentes en la sección de líquido y las mallas de alambre del extractor de humedad en la sección de gas son particularmente proclives a taponarse por acumulación de parafinas. Donde es determinado que las parafinas son un problema actual o potencial, el uso de extractores de humedad tipo platos o centrífugos debe ser considerado. Entradas de hombre, agujeros de mano, o boquillas deben ser previstas a lo largo del recipiente para eliminar la parafina o solventes u otro tipo de limpiadores en el interior del separador también para tal fin.

✓ **ARENA:**

Las arenas causan desajustes de las válvulas, taponamiento interno del separador, y acumulación en el fondo del separador. Un ajuste especial duro puede minimizar los efectos de la arena en las válvulas. La acumulación de arena puede ser aliviada con el uso de jets de arena y drenajes. El taponamiento interno del separador es un problema que

SEPARADOR VERTICAL:

El flujo entra al recipiente por el costado como en el separador horizontal, el diversificador de entrada separa el volumen de gas. Se requiere un tubo de descarga para llevar el fluido a través de la interfase gas – petróleo de forma tal de no provocar disturbios y que tenga lugar la acción de desnatado del petróleo. Es necesaria una chimenea para equalizar la presión del gas entre la sección baja y la sección del gas.

La descarga del espaciador o tubo de descarga esta localizada en la interfase agua – petróleo. Desde este punto, como el petróleo sube cualquier agua libre atrapada dentro de la fase petróleo es separada afuera. Las gotas de agua fluyen concurrentemente en el petróleo.

Similarmente, el agua fluye por debajo y cualquier gota de petróleo atrapada en la fase agua tiende a ascender contra el flujo de agua. Algunas veces es usado un separador trifásico con la parte de abajo cónica. Este diseño debe ser usado si fuera anticipada la producción de arena para evitar males mayores. El cono es normalmente con un ángulo con la horizontal de entre 45° y 60° .

La arena producida tiene tendencia a pegarse al acero a 45° . Si el cono es instalado debería ser parte de la pared de presión del recipiente, o por razones estructurales, debería ser instalado internamente al recipiente cilíndrico. En tales casos, una línea de equalización de gas podría ser instalada para asegurar que el gas detrás del cono esta también en equilibrio con el espacio de gas.

✓ **ASENTAMIENTO AGUA - PETRÓLEO:**

Puede ser demostrado que el flujo en la zona de decantación de las gotas de petróleo en el agua y las de agua en el petróleo es laminar y gobernada por la **Ley de Stokes**. La velocidad terminal de la gota es:

$$V_t = \frac{1.78 \cdot 10^{-6} \cdot (\Delta SG) \cdot d_m^2}{\mu} \quad \text{Ecuación 2}$$

V_t = velocidad terminal de goteo, ft/seg.

ΔSG = diferencia en la gravedad específica relativa al agua entre las fases de petróleo y agua.

d_m = medida de la gota, micrones

μ = viscosidad de la fase continua, cp.

✓ **MEDIDA DE LA GOTITA DE AGUA EN EL PETRÓLEO:**

Es una dificultad predecir la medida de la gotita de agua que debe ser sacada fuera de la fase petróleo para cumplir con la definición de petróleo libre. A menos que datos de laboratorio o mediciones de campo sean conseguidas, un buen resultado tiene que ser obtenido midiendo en el paquete de petróleo cuando una gotita de agua de 500 micrones es decantada afuera.

Si el criterio es encontrado, la emulsión será tratada aguas abajo y deberían tener **menos del 5 al 10 %** de agua sin un programa de tratamiento químico excesivo.

✓ **MEDIDA DE LA GOTITA DE PETRÓLEO EN EL AGUA:**

De la ecuación:

$$C_D = \frac{24}{Re} = \frac{24 \cdot \mu \cdot g}{d \cdot V \cdot \delta} \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

Re = número de Reynolds

V = velocidad, ft/seg.

g = gravedad, ft/seg²

ρ = densidad, lb/ft³

μ = viscosidad, cp

d = diámetro

Se puede ver que la separación de la gotita de petróleo del agua es más fácil que la separación de la gotita de agua del petróleo. Por la viscosidad del petróleo esta en el orden de 5 a 20 veces la del agua.

El primer propósito del separador trifásico es preparar el petróleo para otro tratamiento.

La experiencia de campo indica que la cantidad de petróleo en el agua producida de un separador trifásico, medida por el agua removida del petróleo puede esperarse que este entre unos pocos cientos y 2000 mg/lit. Esta agua podría requerir futuros tratamientos.

✓ **TIEMPO DE RETENCIÓN:**

Una cierta cantidad de **stock** de petróleo es necesaria para asegurar que el petróleo alcance el equilibrio y el gas burbujeando sea liberado. Una cantidad adicional de **stock** se requiere para asegurar que el agua libre tiene tiempo de coalescer en gotas de medida suficiente para decantar de acuerdo a la **ecuación 2**. Es común usar un **tiempo de retención de la fase petróleo** que oscile entre **3 y 30 minutos**, dependiendo de los datos de laboratorio o de campo. Si esta información no se consigue, se sugiere para el diseño un tiempo de retención del petróleo de **10 minutos**.

Similarmente, una cierta cantidad de stock de agua se requiere para asegurar que la mayor cantidad de las grandes gotas de petróleo que entran en el agua tengan suficiente tiempo para coalescer y ascender a la interfase petróleo – agua. Es común usar un **tiempo de retención para la fase agua** entre **3 y 30 minutos**, dependiendo de los datos de laboratorio o campo. Si esta información no se consigue, se recomienda usar para el diseño un tiempo de retención de **10 minutos**. Se deben usar los tiempos de

retención máximo para ambos petróleo y agua, salvo que os datos de laboratorio indiquen que es innecesario hacer un diseño tan conservador.

DIMENSIONAMIENTO DEL SEPARADOR

Las pautas presentadas aquí pueden ser usadas para determinación de las medidas iniciales. Ellas son complementarias y no reemplazan las experiencias operativas. La determinación del tipo y medida del separador debe ser hecho en base a los principios individuales. Todas las funciones y requerimientos deben ser consideradas incluyendo la incertidumbre en el caudal y las propiedades de flujo. Por esta razón esto no sustituye la buena evaluación ingenieril de cada diseño realizado por un ingeniero.

1. SEPARADOR HORIZONTAL:

Para dimensionar un separador trifásico horizontal es necesario especificar el **D** (*diámetro del recipiente, ft*) y el **largo total** de este **Leff**.

La consideración de la capacidad de gas y el tiempo de retención establecen ciertas combinaciones aceptables de D y Leff. La necesidad de tener gotas de agua de 500 micrones en el petróleo establecen un diámetro máximo.

✓ **CAPACIDAD DE GAS**

Para la capacidad de gas se puede usar la siguiente formula:

$$d * Leff = 42 * \left(\frac{T Z Q_g}{P} \right) * K \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

d = diámetro interno del recipiente, pulg.

L_{eff} = largo efectivo del recipiente, ft.

T = temperatura de operación, °R

Q_g = caudal de gas, MMscfd.

P = presión de operación. Psia.

K = constante basada en las propiedades del líquido y el gas.

✓ **TIEMPO DE RETENCIÓN:**

El tiempo de retención esta contenido en la siguiente ecuación que provee buenas combinaciones de d y L_{eff} :

$$d^2 * L_{eff} = 1.42 * [Q_w * (tr)_w + Q_o * (tr)_o] \quad \text{Ecuación 5}$$

Para llegar a la **ecuación 5**, tenemos que t esta en **seg.**, **Vol.** en **ft³**, Q en **ft³/seg.**, D en **ft.**, d en **pulg.** y L_{eff} en **ft.**

$$t = \frac{Vol.}{Q}$$

$$Vol. = \frac{1}{2} * \left(\frac{\pi * D^2 * L_{eff}}{4} \right) = \frac{\pi * d^2 * L_{eff}}{1152} = 2.73 * 10^{-3} * d^2 * L_{eff}$$

∴

$$(Vol.)_o = 2.73 * 10^{-3} * d^2 * L_{eff} * \left(\frac{A_o}{A} \right)$$

$$(Vol.)_w = 2.73 * 10^{-3} * d^2 * L_{eff} * \left(\frac{A_w}{A} \right)$$

Como los caudales Q_o y Q_w están en **bpd**, pasados a **ft³/seg.**, tenemos:

$$Q = Q_o * \frac{5.61 \text{ ft}^3}{\text{bbls}} * \frac{\text{dia}}{24 \text{ hs}} * \frac{\text{hs}}{3600 \text{ s}} * = 6.49 * 10^{-5} * Q_o$$

$$Q = 6.49 * 10^{-5} * Q_w$$

Reemplazando nos queda:

$$42 * \left(\frac{A_o}{A} \right) = \frac{t_o * Q_o}{d^2 * L_{eff}}$$

$$42 * \left(\frac{A_w}{A} \right) = \frac{t_w * Q_w}{d^2 * L_{eff}}$$

Si consideramos a $(tr)_o$ y $(tr)_w$ en *minutos* y t_o y t_w en *seg.*, y luego de despejar llegamos a la **ecuación 4** presentada arriba, donde:

Q_w = caudal de agua, bpd.

Q_o = caudal de petróleo, bpd.

$(tr)_w$ = tiempo de retención del agua, min.

$(tr)_o$ = tiempo de retención del petróleo, min.

✓ **ECUACIÓN DE DECANTACIÓN:**

Los requerimientos de que las **gotas de agua de 500 micrones** sean capaces de decantar fuera del paquete de petróleo establece un espesor máximo de este paquete dado por la siguiente formula que se deriva a continuación:

Teniendo t_w y t_o en *seg.*, V en *ft/seg.*, h_o en *pulg.*, dm en *micrones*, y la viscosidad en *cp.*:

$$t_w = t_o$$

$$t_w = \frac{h_o / 12}{Vt}$$

$$Vt = \frac{1.78 * 10^{-6} * (\Delta SG) * d_m^2}{\mu}$$

Reemplazando:

$$tW = \frac{46800 * \mu * h_o}{(\Delta SG) * d_m^2} = 60 * (tr)_o$$

Si de esta última despejamos el espesor de petróleo tenemos la **ecuación 6**:

$$h_o = \frac{0.00128 * (tr)_o * (\Delta SG) * d_m^2}{\mu} \quad \text{Ecuación 6}$$

Este es el espesor máximo del paquete de petróleo que puede tenerse para permitir de este modo que las gotas de agua decanten en el $(tr)_o$ tiempo de retención del **petróleo**. Para gotas de 500 micrones el espesor será:

$$(h_o)_{Max} = \frac{320 * (tr)_o * (\Delta SG)}{\mu} \quad \text{Ecuación 6'}$$

Para tiempos de retención del agua y del petróleo especificados el espesor máximo del paquete de petróleo obliga a establecer un diámetro máximo de acuerdo con el siguiente procedimiento:

1.- Calcule $(h_o)_{MAX}$:

2.- Calcule la fracción de área transversal ocupada por el agua. Esta es obtenida por:

$$\frac{A_w}{A} = 0.5 * \frac{Q_w * (tr)_w}{Q_o * (tr)_o + Q_w * (tr)_w} \quad \text{Ecuación 7}$$

La que se obtiene a partir de:

A_o y A_w en ft^2 , Q en $ft^3/seg.$, t en $seg.$, $Leff$ en ft :

$$A = \frac{Q \cdot t}{Leff}$$

$$Q = 6.49 \cdot 10^{-5} \cdot Q_o = 6.49 \cdot 10^{-5} \cdot Q_w$$

$$t_o = 60 \cdot (tr)_o$$

$$t_w = 60 \cdot (tr)_w$$

$$A_o = 3.89 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{Q_o \cdot (tr)_o}{Leff}$$

$$A_w = 3.89 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{Q_w \cdot (tr)_w}{Leff}$$

$$A = 2 \cdot (A_o + A_w)$$

3.- De la **fig. 8** determinar el **valor del coeficiente z**:

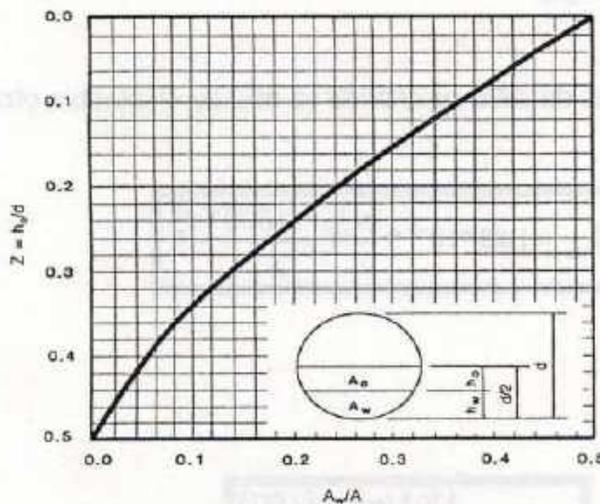


Figura 8: diagrama del coeficiente z

4.- Calcule el d_{max} de:

$$d_{max} = \frac{(h_o)_{max}}{z} = \frac{d^* (h_o)_{max}}{h_o} \quad \text{Ecuación 8}$$

Cualquier combinación de d y de $Leff$ tal que satisfagan las tres ecuaciones (4, 5 y 6) pueden encontrar el criterio necesario.

✓ **LARGO TOTAL Y RELACIÓN DE LARGO/DIÁMETRO:**

El largo total puede ser estimado de la longitud efectiva usada en algunas formulas de los separadores bifásicos donde la capacidad del gas gobierna, la relación largo/diámetro debe ser limitada a menos de 4 o 5 para prevenir la reentrada de líquido en la gas - líquido. Si el dimensionamiento del separador esta basado en la capacidad del líquido, es aceptable una mayor relación. Los separadores trifásicos comunes tienen una relación entre 3 y 5.

PROCEDIMIENTO PARA DIMENSIONAR SEPARADORES TRIFÁSICOS HORIZONTALES:

1.- Seleccionar un $(tr)_o$ y un $(tr)_w$

2.- Calcular $(h_o)_{max}$. Usar gotas de **500 micrones** se no hay disponible otra información:

$$(h_o)_{max} = 1.28 * 10^{-3} * \frac{(tr)_o * (\Delta SG) * d_m^2}{\mu}$$

Para gotas de **500micrones**.

$$(h_o)_{max} = \frac{320 * (tr)_o * (\Delta SG)}{\mu}$$

3.- Calcular A_w/A :

$$\frac{A_w}{A} = 0.5 * \frac{Q_w * (tr)_w}{Q_o * (tr)_o + Q_w * (tr)_w}$$

4.- Determinar h_o/d de curva (*coeficiente z*):

5.- Calcular $d_{m\acute{a}x}$:

$$d_{m\acute{a}x} = \frac{(h_o)_{m\acute{a}x} * d}{h_o}$$

Nota: $d_{m\acute{a}x}$ depende de Q_o , Q_w , $(tr)_o$ y $(tr)_w$

6.- Calcular combinaciones de d , $Leff$ para d menor que $d_{m\acute{a}x}$ que satisfaga la capacidad de gas prevista. Usar gotas de **100 micrones** si no hay informaci3n.

$$d * Leff = 420 * \left(\frac{T Z Q_g}{P} \right) * \left[\left(\frac{\delta_s}{\delta_o + \delta_g} \right) * \left(\frac{C_D}{d_m} \right) \right]^{1/2}$$

$$d * Leff = 42 * \left(\frac{T Z Q_g}{P} \right) * K$$

7.- Calcular combinaciones de d , $Leff$ para d menor que $d_{m\acute{a}x}$ que satisfagan los tiempos de retenci3n de petr3leo y agua previstos:

$$d * Leff = 1.42 * [(tr)_o * Q_o + (tr)_w * Q_w]$$

8.- Estimar el largo total

$$L_{ss} = L_{eff} + \frac{d}{12} \quad \text{Para capacidad de gas}$$

$$L_{ss} = \frac{4}{3} L_{eff} \quad \text{Para capacidad de líquido}$$

9.- Seleccionar diámetros y longitudes razonables. Relaciones largo/diámetro en el orden de 3 a 5 son comunes.

2. SEPARADORES VERTICALES:

Como en los separadores verticales bifásicos, debe ser mantenido un diámetro mínimo para asegurar una adecuada capacidad de gas. Además, los separadores verticales trifásicos deben tener un diámetro mínimo para permitir que las gotas de agua de 500 micrones decanten, la altura de los separadores trifásicos esta determinada por el tiempo de retención considerado.

✓ CAPACIDAD DE GAS:

La capacidad de gas mínima está dada por la siguiente formula:

$$d_{min}^2 = 504 * \left[\frac{T Z Q_g}{P} \right] * K \quad \text{Ecuación 9}$$

✓ DECANTACIÓN:

Los requerimientos para que la gota de agua decante del petróleo esta dado por el cumplimiento de la ecuación siguiente:

$$d^2 = 6690 \cdot \frac{Q_o \cdot \mu}{(\Delta SG) \cdot d_m^2} \quad \text{Ecuación 10}$$

Esta ecuación se deduce a partir de:

$$Vt = V_o = \frac{1.78 \cdot 10^{-5} \cdot (\Delta SG) \cdot d_m^2}{\mu}$$

Donde Vt y V_o esta en $ft/seg.$, d_m en $micrones$ y la viscosidad en cp .

Si Q lo tenemos en ft^3/seg y Q_o en bpd , con D en ft y d en $pulg.$:

$$V_o = \frac{Q}{A}$$

$$Q = 6.49 \cdot 10^{-3} \cdot Q_o$$

$$A = \frac{\pi \cdot D^2}{4} = \frac{\pi \cdot d^2}{576}$$

$$V_o = 0.0119 \cdot \frac{Q_o}{d^2}$$

Luego de igualar tendremos:

$$1.78 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{(\Delta SG) \cdot d_m^2}{\mu} = 0.0119 \cdot \frac{Q_o}{d^2}$$

Y despejando de esta ultima llegamos finalmente a la **ecuación 10**.

✓ TIEMPO DE RETENCIÓN:

$$ht = h_o + h_w = \frac{Q_w \cdot (tr)_w + Q_o \cdot (tr)_o}{0.12 \cdot d^2} \quad \text{Ecuación 11}$$

Donde:

h_o = altura del paquete de petróleo, pulg.

h_w = altura del paquete de agua fuera de la interfase, pulg. (esta altura debe ser ajustada para fondo de recipiente cónico)

✓ LARGO TOTAL Y RELACIÓN LARGO/ DIÁMETRO:

Como en el caso de los separadores bifásicos el largo total (L_{ss}) puede ser aproximadamente a partir de la geometría una vez que h_o y h_w son elegidos. Para tal propósito de diseño puede asumirse que:

$$L_{ss} = \frac{(h_o + h_w + 76)}{12} \quad \text{Ecuación 12}$$

O que:

$$L_{ss} = \frac{(h_o + h_w + d + 40)}{12} \quad \text{Ecuación 13}$$

Donde d es el diámetro mínimo para la capacidad de gas. Cualquier valor de d que esta calculado por la ecuación 9 y 10 y que satisfaga la ecuación 12 es aceptable. El diámetro debe ser elegido con relaciones largo/diámetro menor que 4. La mayoría de los separadores trifásicos tienen relaciones en el orden de 1.5 a 3 para no tener restricciones en la altura.

PROCEDIMIENTO PARA DIMENSIONAR SEPARADORES TRIFÁSICOS VERTICAL:

1.- Calcular el diámetro mínimo requerido por la gota de agua para decantar a través del estrato de petróleo. Usar gotas de 500 micrones si no se tiene otra información:

$$d^2 = 6690 * \frac{QO * \mu}{(\Delta SG) * d_m^2}$$

para 500 micrones :

$$d^2 = 0.027 * \frac{QO * \mu}{(\Delta SG)}$$

2.- Calcular el diámetro mínimo que requiere la gota de petróleo para decantar a través del gas. Usar gotas de 100 micrones si no se consigue otra información:

$$d^2 = 5040 * \frac{T Z Q_g}{P} * \left[\left(\frac{\delta_g}{\delta_o + \delta_g} \right) * \left(\frac{C_o}{d_m} \right) \right]^{1/2}$$

O por la otra forma:

$$d^2 = 504 * \left(\frac{T Z Q_g}{P} \right) * K$$

3.- Escoger el mayor de los dos como dm

4.- Seleccionar $(tr)_o$ y $(tr)_w$ y resolver $h_o + h_w$ para varios valores de d .

$$h_o + h_w = \frac{[(tr)_o * Q_o + (tr)_w * Q_w]}{0.12 * d^2}$$

5.- Estimar el largo total

$$L_{ss} = \frac{(h_o + h_w + 76)}{12}$$

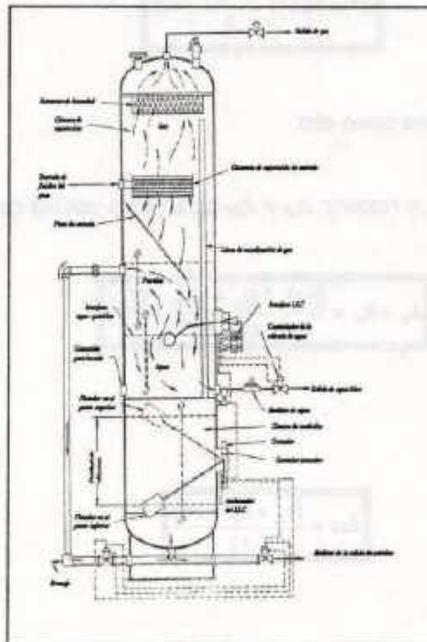
O por:

$$L_{SS} = \frac{(h_v + h_w + d + 40)}{12}$$

6.- Seleccionar un diámetro razonable y una longitud con la relación Lee/d entre 1.5 y 3.

MEDIDORES DE SEPARACIÓN:

La función de separar fluidos del pozo en gas, petróleo y agua y medir los líquidos pueden ser acoplados en un solo recipiente. Estas unidades son comúnmente conocidas como "*medidores de separación*" y están disponibles tanto en bifásicos y trifásicos. La variantes de estas unidades son construidas a propósito par medición eficiente de petróleo con espuma y petróleo viscoso, estos son clasificados como "*tipo de espuma de petróleo*" y "*tipo petróleo viscoso*". Los medidores de separación trifásicos pueden medir *gas y petróleo* o *gas, petróleo y agua*, la medida se realiza en un compartimento inferior por acumulación, aislamiento y descarga del volumen especificado en el compartimento de medida.



PRESIÓN DE TRABAJO:

El mayor surtido de separadores para uso en campo son diseñados, construidos y ensayados de acuerdo con el código ASME para "**Recipientes de Presión Inflamables**". Esto es especialmente verdadero en recipientes para trabajar a presiones por encima de las 300 psi. La sección **VIII del Código ASME** es aplicado en este trabajo de diseño.

Algunas formulas usadas en el **ASME** para diseño son:

1.- Espesor y presión de trabajo de recipientes cilíndricos son:

$$t = \frac{P \cdot R}{S \cdot \eta - 0.6 \cdot P} \quad \text{Ecuación 14}$$

$$P = \frac{S \cdot \eta \cdot T}{R + 0.6 \cdot t} \quad \text{Ecuación 15}$$

2.- Espesor y presión de trabajo de cabeza esférica:

$$t = \frac{P \cdot L}{2 \cdot S \cdot \eta - 0.2 \cdot P} \quad \text{Ecuación 14}$$

$$P = \frac{2 \cdot S \cdot \eta \cdot T}{L + 0.2 \cdot t} \quad \text{Ecuación 15}$$

Donde:

t = espesor mínimo, pulg.

P = presión de diseño, psi

R = radio interior, pulg.

S = máxima tolerancia de tensión

η = eficiencia en puntos de unión

CONSIDERACIONES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO:

- ✓ **Período de inspección:** en refinerías y plantas de proceso es practica normal inspeccionar todo el recipiente de presión y tuberías periódicamente por corrosión y erosión. En el yacimiento esta práctica no es generalmente seguida y el equipo es reemplazado solo antes de la falla. Esta política puede crear condiciones peligrosas tanto para el personal y equipos circundantes. Es recomendable que el periodo de inspección de la célula de todo equipo de presión sea establecido y seguido para proteger contra fallas ineludibles y peligrosas.
- ✓ **Instalación de artefactos de seguridad:** todo artefacto de seguridad debería ser instalado tan próximo a la unidad como sea posible y de tal manera que la fuerza de reacción no lo rompa, desenrosque o disloque. La descarga desde el artefacto de seguridad no debería poner en peligro al personal u otro equipo próximo a él.
- ✓ **Cabeza de seguridad (disco de ruptura):** la descarga desde la cabeza de seguridad debería ser abierta y sin restricciones. La línea de descarga desde el artefacto de seguridad debería ser paralela al separador vertical y perpendicular a un separador horizontal, de la misma formar el separador puede ser tirado hacia abajo por la fuerza de reacción del tubo de escape de fluido. Una válvula no debería ser usada entre la cabeza de seguridad y el separador porque algún operario inadvertidamente podría cerrarla. El agua no se debería dejar acumular en la parte superior del diafragma de ruptura, esto podría congelar y alterar las características de ruptura del diafragma. Las operaciones en un separador de gas – petróleo sin una cabeza de seguridad o disco de ruptura correctamente dimensionado e instalado no se recomienda .
- ✓ **Válvula de alivio de presión:** las válvulas de alivio pueden corroerse o gotear o puede congelarse en su posición cerrada. Ellas deberían ser chequeadas periódicamente y reemplazadas si no trabajan en buenas condiciones. Las líneas de

- descarga, especialmente aquellas en válvulas de alivio de alta capacidad deberían ser tal que la fuerza de descarga no mueva el separador. Las válvulas de seguridad con mango de prueba son recomendadas para uso general.
- ✓ **Extractor de humedad:** algunos extractores de humedad en separadores de gas – petróleo tienen un drenaje o salida inferior del líquido para conducir el líquido desde el extractor a la sección de líquido del separador. Este drenaje será una causa de molestia cuando la **presión de rocío** a través del extractor sea excesiva. Si la presión de rocío a través del separador, **medido en pulgadas de petróleo** excede la distancia desde el nivel de petróleo al extractor de humedad en el separador, el petróleo fluirá desde el fondo del separador hacia arriba a través del drenaje del extractor y hacia fuera con el gas. Esta condición puede ser agravada por taponamiento parcial del extractor con parafina u cualquier material extraño. Esto explica porque algunos separadores tienen definidas capacidades fijas que no pueden ser excedidas sin conducto de líquido superior a través de la salida de gas, y también explica porque la capacidad de algunos separadores puede ser disminuida con el uso, existen diseños de separadores que no requieren de drenajes desde el extractor de humedad.
 - ✓ **Baja T°C:** los separadores deberían ser operados a T°C sobre la formación de hidratos de gas. De otra forma hidratos pueden formarse en el recipiente y taponarlo parcial o totalmente. Esto reduce la capacidad del separador y en algunos casos cuando la salida de líquido y gas esta taponada o restringida, causará la apertura de la válvula de seguridad o la ruptura de la cabeza de seguridad.
 - ✓ **Alta capacidad de operación:** donde los separadores son usados cerca o a su máximo rango de capacidad, ellos se deberían chequear cuidadosamente y periódicamente para determinar si esta siendo efectuada una separación aceptable.
 - ✓ **Fluido corrosivo:** un separador manipulando fluido corrosivo debería ser chequeado periódicamente para determinar si se requiere trabajo de reparación. En casos extremos de corrosión pueden requerir una reducción en el rango de presión de

trabajo. Se recomienda periódico testeo hidrostática especialmente si los fluidos siendo manipulados son corrosivos. Anodos expansibles pueden ser usados en separadores para protegerlos contra corrosión electrolítica.

- ✓ **Golpe de presión:** los pozos deberían ser conectados y desconectados lentamente. Una apertura o cierre muy rápido de la válvulas puede causar daño por golpe de carga en el recipiente y sus componentes.
- ✓ **Regulador de descarga de líquido:** el regulador de descarga de pequeños volúmenes de líquido desde los separadores normalmente se debería evitar. El regulador causa erosión o abrasión del interior de válvulas y asientos de válvulas de descarga de líquido y puede erosionar el cuerpo de la válvula de descarga que puede dañarse o romperse al rango de presión de trabajo. Sin embargo, los reguladores de descarga pueden ser necesarios a causa de unidades de proceso tales como separadores de baja presión o unidades de estabilización, aguas abajo del separador.
- ✓ **Manómetros de presión:** manómetros y otros artefactos en separadores deberían ser chequeados con exactitud a intervalos regulares. Válvulas de aislación deberían ser usadas tal que los manómetros se puedan remover para reparación y reemplazo.
- ✓ **Indicadores y manómetros e vidrio:** los indicadores y manómetros de vidrio deberán conservares limpios tal que el nivel de líquido en el manómetro de vidrio refleje el nivel verdadero en el separador a todo momento. La limpieza por chorro de agua o con solvente especiales se recomendada.
- ✓ **Limpieza del recipiente:** se recomienda que todo recipiente del separador sea equipado con aberturas y entradas para hombre, aberturas de limpieza y/o conexiones para el lavado de forma tal que el recipiente pueda ser drenado y se pueda limpiar periódicamente. Recipientes grandes pueden ser equipados con entradas de hombres para facilitar su limpieza. Recipientes pequeños pueden ser equipados solo con hoyos de mano y/o conexiones para lavado así ellos pueden ser fáciles de limpiar o lavar periódicamente.

SEPARADOR CENTRIFUGO:

Los separadores centrífugos son desarrollados por la creciente demanda de equipos de separación en espacios reducidos. Estas unidades tienen un diseño para una continua separación de fluidos del pozo en gas, agua, y petróleo, además la última ventaja que tienen es su reducido costo a pesar de su reducido peso y tamaño en comparación de los separadores convencionales. La patente de tal importante desarrollo y tecnología pertenece a **EXXON** y tiene un largo desarrollo.

Framo CeSep data

(single unit as installed on Petrojeri I)

| | |
|-----------------------------|--------------|
| Total Liquid Capacity | : 25 000 bpd |
| max. Oil | : 18 000 bpd |
| max. Water | : 12 000 bpd |
| Gas capacity @ inlet press. | : 25 000 bpd |
| Design pressure | : 20 barg |
| Design temperature | : 80 °C |
| Design speed | : 3600 rpm |



CARACTERÍSTICAS

- Diseño compacto y robusto
- Ahorro en peso y espacio
- Mejora la seguridad para reducido volumen de hidrocarburos en cubierta
- Reemplaza los grandes sistemas de separación convencional
- Fácil para expansión de la capacidad de proceso
- Aplicado para tratamiento de agua para cuello de botella
- Produce agua con menos de 4 ppm de petróleo
- Separa petróleo con menos de 0.5% de agua

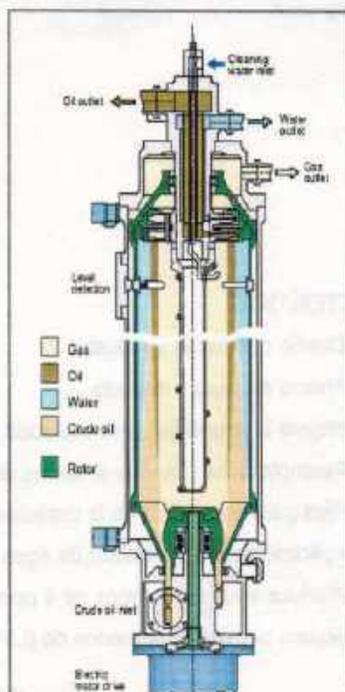
- ✦ Menos necesidad de químicos

Los sistemas de separación centrífuga consiste en los siguientes componentes:

- ✦ Una unidad de separación vertical incluye un barril estático y un cartucho rotativo conducido por un motor eléctrico controlado por frecuencia
- ✦ Los componentes auxiliares incluye un sistema de limpieza y un sistema de lubricación
- ✦ Base con soportes enmarcados y cañería de trabajo
- ✦ Gabinete de control remoto operado desde la sala central de control

La unidad centrífuga de la figura presenta los siguientes componentes:

- ✦ Separador rotativo
- ✦ Motor eléctrico
- ✦ Drenaje de agua y petróleo
- ✦ Detectores de nivel
- ✦ Sistema de descarga de petróleo, agua y gas
- ✦ Sistema de lavado



También incluye un sistema **estático / pre-rotacional** a la entrada, para poder ensamblar con el sistema axial y además un controlador de nivel inferior.

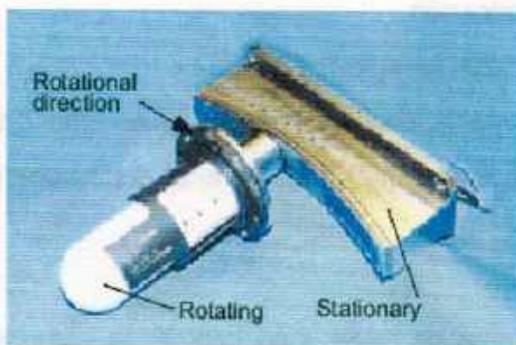
PRINCIPIO DE OPERACIÓN:

El afluente a tratar (agua, gas y petróleo) entra por la parte inferior donde los fluidos son pre-rotados en el tubo de entrada. La aceleración aplicada por el giro a las dos fases líquidas produce la separación del gas que contienen.

Fase acuosa e hidrocarburos fluyen axialmente hacia arriba en la línea del rotor, conduciéndolo a una máxima rotación en los vanos axiales.

La separación del agua y en petróleo se produce rápidamente debido a la gran fuerza centrífuga igual o superior a **3600 G** que le son aplicadas.

Las interfases petróleo/gas y petróleo/agua son medidas por el **detector de nivel (fig. 12)** montado en el tambor de separador, estas señales de nivel son la entrada para un controlador **PID (proporcional + integral + derivativo)** el cual manipula las válvulas de salida de petróleo y agua para ser ejecutada para un espesor constante de las capas de líquidos.



En la parte superior del tambor descargan las dos fases líquidas (agua y petróleo), a través de los drenajes, estos convierten la energía cinética de rotación en energía de presión. El incremento de presión total esta aproximadamente en los 10 bar, es por esto que se aplica en líneas de agua y petróleo. El gas es descargado a través de la parte superior central del equipo.

EQUIPAMIENTO AUXILIAR:

1. Unidad de limpieza por chorro de agua:

Algunas partículas de arena que ingresan al tambor se pueden pegar en las paredes de este y deben ser lavadas a intervalos regulares con un chorro de agua a alta presión con boquillas, para la limpieza completa del interior del tambor.

El nivel de vibración es monitoreado durante la operación, si alguna partículas se incrementan en el interior del tambor rotativo, la vibración comienza a crecer hasta un valor predeterminado, donde se debe comenzar un ciclo de lavado.

2. Sistema de lubricación:

Un sistema de lubricación y sello combina la función de lubricación y refrigeración de cojinetes, sellos mecánicos y sellos del motor eléctrico. La presión de aceite es mantenida por arriba del valor del los fluidos de proceso, así de esta forma se evita cualquier fuga de fluidos a través del sistema de lubricación.

3. Base y soporte de cañerías de trabajo:

La unidad de separación centrifuga la cual esta montada en una base común la cual incorpora las cañerías de trabajo como interfase entre el separador y los sistemas de lubricación y limpieza.

4. Panel de control:

La función de control de un sistema de separación centrifuga comprende un PLC para cada unidad. Una de las unidades tiene la función de control maestro total del sistema. El panel de control incluye todo el monitoreo de las funciones de control necesarias para operar el sistema de separación centrifuga, y esta localizados en la sala de control remoto (en un área no peligroso).

ESPECIFICACIONES:

Un sistema de separación centrífuga consiste en tres unidades y las especificaciones siguientes:

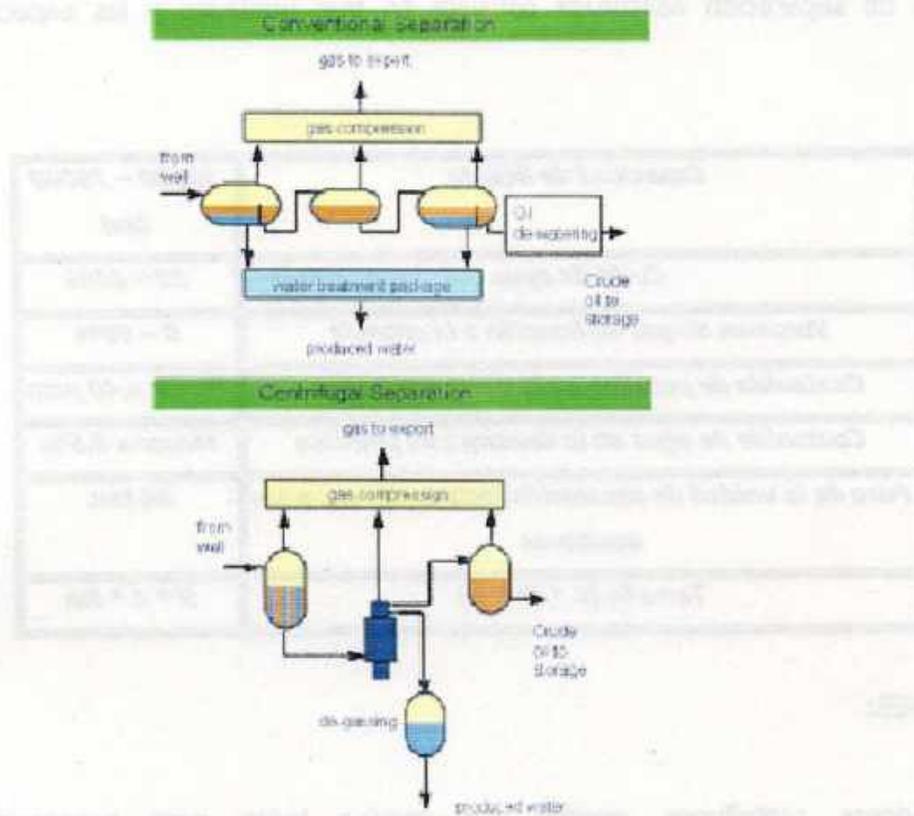
| | |
|---|------------------------------|
| Capacidad de líquido | 50000 – 75000 bpd |
| Corte de agua | 30 – 95% |
| Volumen de gas en fracción a la entrada | 0 – 50% |
| Contenido de petróleo en la descarga de agua | Menor a 40 ppm |
| Contenido de agua en la descarga de petróleo | Menor a 0.5% |
| Peso de la unidad de separación incluyendo sistemas auxiliares | 18 ton. |
| Tamaño (L * W * H) | 9 * 4 * 5m |

APLICACIONES:

Los separadores centrífugos pueden ser usados tanto para separación como deshidratación, en unidades simple de pozo o como parte de una planta de proceso junto a otros separadores convencionales.

- ✓ Primera etapa del separador es solamente para separar el gas del líquido (reducido tamaño y peso)
- ✓ Tercera etapa es solamente usada para separar el gas del petróleo, también resulta de reducido peso y tamaño en comparación de un separador de tres etapas tipo convencional
- ✓ No requiere posteriores tratamiento el petróleo después de la tercera etapa, como el agua contenida en el petróleo es menor al 0.2%. Coalescer podría solamente ser requerido donde hay emulsiones fuertes las cuales no pueden ser rotas con los emulsificantes usados en los separadores centrífugos
- ✓ El petróleo contenido en el agua de salida puede ser menor que 40 ppm y después de desgasificar el agua puede ser depositada directamente en el mar

- ✓ Una efecto adicional del arreglo con separador centrífugo es el pequeño volumen de hidrocarburos presentes en los separadores en comparación a un sistema convencional. Esto mejoraría los márgenes de seguridad y reduciría los contratiempos en la capacidad requerida para los sistemas de incendio



La fotografía siguiente muestra la ventajas del uso de los separadores centrífugos en la calidad del agua de salida en comparación del agua de salida de un sistema convencional.



PRODUCCION II

2005

TEMA IV

CONTROL

DE

PRODUCCION

Carrera de Ingeniería de Petróleos
Facultad de Ingeniería
U.N.C.

El control de la producción es una tarea de rutina en la extracción de crudo, en cada jornada de trabajo, debemos conocer en que condiciones están los pozos tanto operativamente como desde el punto de vista extractivo.

El control de producción es una herramienta que permite evaluar la estimada de producción a lo largo del día, para poder ir corrigiendo detalles y adelantarse al problema.

± RECORRIDO DE OLEODUCTOS

Es una de las tareas más importantes ya que de existir una pérdida a lo largo del tendido de los colectores u oleoductos, no solo afectará la recuperación de petróleo del día, sino que impactará al medio ambiente en forma negativa, con todo el riesgo asociado que ello implica.

Según la filosofía de trabajo de la compañía operadora, será la frecuencia con que se recorrerán los ductos a lo largo del día.

En la medida que esa revisión sea frecuente, cualquier siniestro podrá ser detectado con mayor antelación, generando menores pérdidas de producción, de tiempo, de trabajo para lograr su contención, menor generación de residuos, menor cantidad de personal a afectar, menor impacto al medio ambiente y en definitiva menores costos.

— BOMBAS INYECTORAS DE PRODUCTO QUÍMICOS

La dosificación de des-emulsionante en el campo, es a través de bombas que pueden ser a émbolo. La tarea de revisar si las bombas están funcionando correctamente así como los caudales con que lo están haciendo, son factores que impactan directamente en los valores de salinidad de los rebases de Batería y Playa de tanques.

Como se dijo desde el principio, anticiparse al problema, en este caso significa verificar su funcionamiento, ya que si se desemboca en un valor alto de salinidad en el tanque de entrega, será necesario re-circular el contenido

del tanque con el consecuente gasto extra de recursos tales como Vapor, Producto Químico, Energía Eléctrica.

Un seguimiento minucioso del funcionamiento de las bombas inyectoras, permitirá descubrir la falla en forma temprana, y esto conllevará la continuidad de tratamiento y por ende la optimización de los recursos.

TOMA DE MUESTRAS DE POZOS

La toma de muestras de pozos productivos, permite una inspección visual del contenido de agua, así como la confirmación que el pozo está produciendo.

En cada muestreo debe sacarse dos muestras, en laboratorio se determina el porcentaje de agua de ambas y se promedian los valores, obteniéndose un factor más representativo.

Mientras mayor sea la frecuencia con que se tomen estas muestras, ante una anomalía, se tendrá un panorama claro de la situación en forma temprana.

La toma de decisión será más apropiada y se optimizarán los recursos.

Las muestras de de cada llegan al laboratorio en frascos perfectamente identificados y se colocan a baño maría, hasta alcanzar aproximadamente 40 °C, se agrega unas gotitas de des-emulsionante, apara favorecer la separación del agua.

Entonces se retira del baño, y se mide en cm, la altura total de fluido de la muestra en el recipiente (h_T) así como la altura en cm del agua separada, que por diferencia de densidad se ubicará en la parte inferior del frasco (h_A).

$$\%A = h_A / h_T$$

$$h_T = h_A + h_o$$

Cuando h_o es menor de 3cm, el porcentaje de agua de la muestra se determinará directamente con la ecuación anterior.

Cuando h_0 medida en cm sea igual a 3, o mayor, se trasbasará 50 ml del petróleo sobrenadante, a una perita que contenga 50 ml de solvente cargado previamente. Se centrifuga a 9000 rpm durante 5 minutos y se lee el corte de agua, obtenido por centrifugación, que junto a las alturas h_0 , h_A y h_T determinadas, se reemplazarán en la siguiente ecuación para obtener un valor más preciso de porcentaje de agua.

CONTROL DE POZOS EN TANQUE

Las líneas de conducción de los pozos llegan hasta un manifold de control, el crudo producido por un pozo particular, puede continuar hasta la batería como producción General o como producción de Control.

Para ello el manifold cuenta con los by pass correspondientes, para derivar el fluido por el colector que corresponda.

La línea de control de los pozos, llegan a los respectivos tanques de control que hay en batería. El tanque que recibirá el control de un pozo dado, debe estar vacío, al momento de hacer las maniobras de válvulas en el campo, que conllevará a controlar la producción del pozo.

En batería se registra la hora en que comienza a caer la producción del pozo en el tanque de control, cada dos horas se registra la altura alcanzada de fluido, mediante la medición de nivel del mismo.

El tiempo total que se mantendrá el pozo bajo control, dependerá de la razón por la que se decidió su control, y de los valores de nivel registrados. Si la producción del pozo es normal, con un control de 4 horas será suficiente.

Si la producción es inferior al valor esperado, se deberá controlar durante un mayor lapso de tiempo, 8 o 12 horas, para poder tomar una decisión acertada, ya que estamos frente a un problema de producción.

Concluido el tiempo de control, y si el control fue Normal, se harán las maniobras correspondientes en el manifold, para que la producción del pozo en cuestión comience a llegar a batería por el colector General.

Del tanque de control se toma una muestra de corrido, que represente las distintas alturas del mismo, para ello la sacada del sacamuestra debe hacerse a una velocidad constante y que la misma no llegue a la superficie completamente llena. En el laboratorio se determina el % de agua.

Se procede luego a purgar el tanque de control.

Los valores de nivel registrados en las distintas horas, en el tanque de control se multiplica por la constante del tanque y se obtiene el volumen de crudo producido por el pozo, en el lapso de tiempo dado. Dicho valor se lo extrapola a las 24 horas y se tiene la producción diaria que podría esperarse del mismo.

DETERMINACIÓN DE SALINIDAD

En el laboratorio se determinará la salinidad del rebalse del tanque cortador, del colchón y de la muestra de corrido del tanque de entrega.

La salinidad del rebalse del tanque cortador, nos dará la pauta si el proceso de lavado en la playa de tanques dejará al crudo en condiciones de venta.

La salinidad del colchón lavador, nos indicará si, existe una diferencia de concentración salina, entre el colchón y el crudo, ya que un colchón saturado de sales no desalará.

La salinidad del crudo del tanque de entrega, nos indicará, si puede venderse el petróleo, o si es necesario recircular para dejarlo en las condiciones estipuladas en el contrato.

MEDICIONES FÍSICAS

Optimizar el funcionamiento de un sistema extractivo es lograr la máxima cantidad de fluido que los reservorios pueden aportar, con el mínimo consumo energético y costo operativo.

Para conocer el rendimiento de un sistema de extracción artificial, por bombeo mecánico no es suficiente conocer la cantidad de fluido que produce un pozo, es necesario relacionar el caudal con la cantidad de intervenciones, con el consumo de energía, con la atención y servicios que requiere, con los recursos materiales y humano, volcados a su mantenimiento y control, etc.

La producción de fluidos no es constante en el largo plazo, el régimen siempre deberá ser revisado, y corregido para mantenerlo en un valor óptimo.

Se deberá realizar e interpretar mediciones físicas (Nivel y dinamómetro) para observar la forma en que está funcionando el sistema y si conviene producir algún cambio en sus condiciones.

DINAMOMETRÍA *Diagrama de Carga en función de la Carrera*

La bomba de profundidad es un emisor de señales, y estas son consecuencia de lo que está ocurriendo en la misma.

Las variaciones de carga originadas en la bomba se transmiten hasta la superficie a través de las varillas de bombeo (transmisor) en forma de una onda elástica que viaja a una velocidad aproximada de 5000 m/seg.

Estas señales sufren a lo largo de las varillas modificaciones debido al carácter vibratorio del movimiento, al rozamiento mecánico de varillas-fluido y fluido-tubing, y al pandeo del tubing si este no está anclado.

La incidencia de todos estos factores hacen que el dinamómetro de superficie no refleje lo que está ocurriendo en la bomba de profundidad. Para eliminar estos factores que afectan a las señales provenientes del fondo se recurre a un modelo matemático que por medio de ecuaciones describe el comportamiento aproximado del sistema.

Una carta dinamométrica es un registro continuo de la carga en el vástago pulido para cada posición del mismo.

PRUEBA DE LA VÁLVULA FIJA

Se detiene la unidad de bombeo aproximadamente a los $\frac{3}{4}$ de la carrera descendente, con lo cual se asegura que la válvula móvil está abierta y la carga del tubing fue transferida a los tubings.

La distancia entre la línea registrada y la línea de referencia convertida en kilogramos es aproximadamente igual al peso de las varillas sumergidas en el fluido.

Si la válvula fija no pierde, se registrará una sola línea en la carta dinamométrica, por el contrario cuando hay una pérdida de fluido a través de dicha válvula se marcarán varias líneas dado que la carga se va incrementando debido a que el peso del fluido comienza a incidir nuevamente sobre la válvula móvil.

Cuando la pérdida a través de fija es muy grande, puede ocurrir que mientras se detiene la unidad de bombeo, el fluido que escapó a través de dicha válvula haga que se cierre la válvula móvil obteniéndose en el dinamómetro una sola línea.

La prueba de la válvula fija debe realizarse más de una vez debido a que la bola puede estar picada, o con pérdida de esfericidad, y asumir distintas posiciones antes de que la superficie defectuosa se ponga en contacto con el asiento de la misma.

PRUEBA DE LA VÁLVULA MÓVIL

El procedimiento para verificarla es similar al empleado para controlar la válvula fija, con la diferencia que para esta prueba la unidad de bombeo debe detenerse en la carrera ascendente.

Se detiene la unidad de bombeo a los $\frac{3}{4}$ de la carrera ascendente, asegurándose de esta manera que la válvula móvil se ha cerrado. En consecuencia el instrumento soporta una carga igual al peso de las varillas sumergidas más el peso de la columna de fluido.

Es imposible diferenciar entre una pérdida en la válvula móvil y el escurrimiento entre el pistón y el cilindro dado que los dos actúan como sello para poder elevar el fluido.

La distancia de carga observada cuando hay pérdidas se debe a que el fluido, al atravesar la válvula móvil o escurrir a través del pistón, hace que la presión en la cámara de la bomba entre ambas válvulas se iguale con la del tubing permitiendo que se cierre la válvula fija, con lo cual la carga de fluido pasa ser, nuevamente soportada por la sarta de tubings.

Al igual que en el caso de la válvula fija, cuando la válvula móvil o el pistón están muy deteriorados, puede ocurrir que se registre una sola línea.

+ BOMBA LLENA-TUBING ANCLADO

En una bomba llena de líquido (sin gas) y con tubing anclado, la apertura y cierre de las válvulas se produce en forma teóricamente instantánea. Esto da la forma rectangular del dinamómetro.

BOMBA LLENA-TUBING SIN ANCLAR

En este caso al permitirle al tubing estirarse y contraerse libremente en función del peso de fluido manejado por la bomba, la transferencia de carga del tubing a las barras de bombeo y viceversa no es instantánea.

Esto hace que el dinamómetro no sea rectangular y se asemeje a un paralelogramo.

BOMBA CON PÉRDIDA EN VÁLVULA MÓVIL O DESGASTE EN PISTÓN

Estas condiciones en la bomba de profundidad hacen que la carga debida al peso del fluido se transfiera lentamente a las barras de bombeo en el inicio de la carrera ascendente y provocan una pérdida prematura de la carga en el final de la misma carrera. Esto provoca el redondeo de los ángulos superiores de la carta de fondo.

BOMBA CON DESGASTE EN LA VÁLVULA FIJA

La pérdida en la válvula fija produce una toma de carga prematura al final de la carrera descendente y un retardo en la cesión de la carga en el inicio de la misma carrera.

Al registrar los valores de las válvulas en el dinamómetro siempre se obtiene el valor de la válvula móvil (Peso de fluido + peso de varillas sumergidas)

GOLPE DE FLUIDO

Este se produce cuando el cilindro de la bomba no se llena completamente durante la carrera ascendente del pistón y la presión en el interior del mismo es baja.

En una carta dinamométrica el golpe de fluido se reconoce por la disminución brusca de las cargas durante la carrera descendente.

Cuando el pistón, en su carrera descendente, choca contra el fluido que llena parcialmente el cilindro de la bomba, se abre la válvula móvil y la carga de fluido es transferida bruscamente a la sarta de tubings provocando una rápida disminución de las cargas en el vástago pulido. Esto se manifiesta como una onda de choque que se propaga a través de todo el sistema de bombeo ocasionando graves daños al mismo.

Entre las más comunes de llenado parcial del cilindro de la bomba se pueden citar; poca sumergencia de la bomba (Bajo nivel de fluido) debido a una baja producción del pozo respecto a la capacidad de extracción del sistema; obturación parcial de la válvula fija, anclaje de los tubings tapado en el caso de encontrarse debajo de los punzados, etc.

La condición más desfavorable en un sistema de bombeo, se presenta cuando el golpe de fluido ocurre próximo a la mitad de la carrera descendente.

En este momento la velocidad de bajada de las varillas de bombeo es máxima y en consecuencia se genera una gran onda de choque.

Cuando sea imprescindible producir un pozo con golpe de fluido se debe proyectar el sistema de extracción para que el mismo se produzca al comienzo de la carrera descendente. Debido a la poca velocidad de bajada de las varillas de bombeo en ese punto, las ondas de choque son menos perjudiciales.

Cuando no es posible determinar con precisión el nivel de fluido en un pozo y el registro dinamométrico indica un golpe de fluido, se puede verificar el mismo, llenando el pozo con algún líquido, obteniendo un registro dinamométrico inmediatamente después. Si la carta no presenta un golpe de fluido significa que el pozo agota nivel. Por el contrario si persiste el golpe de fluido quiere decir que hay alguna obstrucción a la entrada de la bomba.

GOLPE DE FLUIDO-TUBING ANCLADO

Cuando el tubing está anclado, la toma del peso de fluido por parte de las barras de bombeo es prácticamente instantáneo.

GOLPE DE FLUIDO-TUBING SIN ANCLAR

Este ejemplo es idéntico al anterior, solo que al no estar anclado el tubing la toma del peso de fluido por parte de las barras de bombeo no es instantánea.

COMPRESIÓN DE GAS

La compresión de gas se origina cuando el cilindro de la bomba se llena con líquido y gas libre durante la carrera ascendente a una presión relativamente alta.

En la carrera descendente el peso de varillas y fluido que actúan sobre el pistón de la bomba debe comprimir el gas, hasta que la presión por debajo de la válvula móvil sea mayor que la existente por encima de ésta.

En ese momento se produce la apertura de la válvula móvil, descargándose el líquido y el gas sobre la sarta de tubings dando origen a una onda de choque similar a la del golpe de fluido, pero sustancialmente más suave.

En cada carrera el llenado de la bomba puede ser muy diferente, generando dinamómetros de superficie que pueden variar desde un registro de bomba llena hasta uno de bloqueo por gas.

BLOQUEO POR GAS

Si durante la carrera descendente, la presión que se desarrolla dentro del cilindro no es suficiente para equilibrar el peso de la columna de fluido dentro de los tubings, no se abrirá la válvula fija. En consecuencia el único trabajo realizado es el de comprimir y expandir el gas dentro del cilindro de la bomba. A esta situación se la denomina Bloqueo por gas.

Para evitar el bloqueo por gas se debe utilizar el diámetro de pistón más pequeño posible y la mayor longitud de carrera, armar la bomba de profundidad con el menor espacio nocivo posible, colocar la succión de la bomba por debajo de las zonas punzadas obteniéndose una separación natural del gas; caso contrario utilizar separadores de gas.

DETERMINACIÓN DE NIVELES EN POZOS PRODUCTIVOS

Una de las técnicas empleadas para este fin es el *Sonolog*.

Consiste en conectar el espacio anular del pozo, a través de la válvula de 2" (válvula de venteo), a un cañón provisto previamente de CO₂ a una presión de 500 lb/pulg², esto va conectado a un registrador, y se procede a realizar el disparo, que consiste en descargar el CO₂ del cañón al interior del espacio anular.

La onda expansiva viaja a través del entrecaño y cada rebote con las cuplas de la cañería de producción (tubing) es observado en el registro.

Del mismo modo, cuando la onda rebota en la interfase del líquido, se observa en el registro.

Los diez primeros rebotes de las cuplas de tubing, se utilizan para tomar de referencia y medir la profundidad a la que está el nivel del pozo.

El dato del nivel del pozo, se utiliza para decidir los golpes por minuto, a los que debe trabajar el AIB del pozo, así como el diámetro o la carrera que debe tener la bomba de profundidad.

Por supuesto que el Nivel del pozo, no se toma en forma aislada, para toma de decisiones extractivas, sino que se complementa con datos de dinamometría, de porcentajes de agua, de control de producción, de pruebas de superficie, etc.

CONTROL DE PRESIÓN DE CALDERAS

Si la calefacción de los colectores es por medio de acompañamiento de vapor, se debe llevar un registro de los valores de presión con que está trabajando el grupo de calderas, este dato nos indicará si está llegando vapor a los finales de colectores.

En época invernal son las zonas más comprometidas, y si la temperatura de crudo es inferior al punto de escurrimiento, este se vuelve imbombeable, se solidifica en las paredes internas del colector, disminuyendo el área de pasaje.

Esto aumenta la presión de línea, y da lugar a que se produzca una rotura del colector por exceso de presión, con la consecuente pérdida de producción e impacto ambiental.

CONTROL DE FUNCIONAMIENTO DEL TRACEADO ELÉCTRICO

Si la calefacción de los colectores es por medio de *Tracing Eléctrico*, debe controlarse su correcto funcionamiento, que asegure el movimiento del fluido a lo largo del colector.

CONTROL EN BOCA DE POZO

El control que se realiza en cada pozo debe hacerse a partir de un programa preestablecido según la producción de petróleo. Además de los controles a realizarse en los las unidades de bombeo y los motores, deberá inspeccionarse:

VÁSTAGO PULIDO: Debe estar derecho y cubierto por una delgada capa de petróleo.

Si el vástago está seco y tiene alta temperatura, puede ser señal que el pozo no está produciendo, se debe confirmar abriendo la válvula del sacamuestra, teniendo un recipiente previsto para asegurar que no se ensucie la locación, ni la cabeza de pozo.

Si se observa un golpeteo del vástago, puede deberse a Golpe de Fluido, a Compresión de Gas o Golpe de Bomba. Debe asegurarse que dicho golpe no proviene del equipo de bombeo.

Sin embargo un golpe suave poco después de iniciar la carrera ascendente es normal y corresponde a la válvula viajera que cierra.

Si es golpe de fluido o compresión de gas ocurrirá en la carrera descendente. Si es golpe de bomba ocurrirá en general al comenzar la carrera descendente. Si es golpe de bomba ocurrirá en general al comenzar la carrera ascendente, o comienzo de la descendente si golpea en el punto muerto superior.

En caso de dudas, parar el equipo de bombeo durante unos 15 minutos, si al ponerlo en marcha nuevamente, no se percibe dicho efecto, es golpe de fluido o compresión de gas.

Si el golpe aún persiste con la misma intensidad, el mismo proviene del equipo de bombeo o bien es un golpe de bomba.

Si se trata de un golpe de fluido o de gas se reverá el régimen de bombeo.

Si golpea la bomba deberá re-espaciarse de inmediato ya que es muy importante eliminar estas irregularidades en el bombeo, pues producen serios daños en todo el sistema.

VÁLVULA DE CASING

El casing del pozo debe estar conectada a la línea de producción, salvo que el pozo aporte a un sistema de captación de gas de baja presión, en ese caso, la conexión de entrecañó será a través de un gasoducto, con una línea independiente a la de producción de fluido.

El espacio anular también puede tener una salida a la atmósfera, aunque según sean los valores de relación gas-líquido, no podrá ventearse por razones de legislación medioambiental.

BOCA DE POZO NORMALIZADA



La prueba de superficie constituye un sistema de control rápido. Permite conocer cómo se encuentra produciendo el pozo, y facilita la detección de fallas en el sistema de bombeo.

Conceptualmente consiste en hacer levantar la presión al sistema y medir sus consecuencias. Todos los pozos se comportan de modo diferente frente a un mismo impulso, como es el bloqueo de su flujo; la reacción del pozo depende de la relación gas-petróleo, del porcentaje de agua, etc.

La idea es conocer su comportamiento normal, el de máxima producción, entonces detectar una situación anómala del pozo, cuando existe algún desequilibrio.

Por lo tanto la comparación diaria de los ensayos de superficie de un mismo pozo, con una prueba a la que denominamos *patrón*, nos permite definir o sospechar un problema y poder estudiarlo más detalladamente.

COLOCACIÓN DE MANÓMETRO

El manómetro se coloca en la válvula N° 1, ésta normalmente es de ~~1 1/2~~^{2"} de f, y se mide la presión de línea del pozo, cuando este está produciendo.

El valor de presión leído, indica la contrapresión que existe aguas abajo la boca de pozo, es la presión normal de bombeo del pozo a la línea de producción,

Este valor se registra en una planilla correspondiente al pozo ensayado, indicando la fecha del ensayo.

Si la presión de línea es menor a la normal del pozo, puede indicarnos una pérdida en la línea de conducción a batería, pérdida a través del tubing dentro del pozo, que el pozo está produciendo con un caudal menor al habitual o hay una fuga de fluido a través de la válvula de retención entre el casing y la línea de conducción, por lo tanto el fluido se encuentra recirculando al casing del pozo.

Si el valor de esta presión es mayor a la normal, podría ser debido a falta de calefacción a lo largo del tendido del colector. Inmediatamente debe revisarse el colector, corroborando la llegada de vapor a los distintos puntos, en caso de contarse con vapor-ductos, debe verificarse la presión con que está trabajando el grupo de calderas o si la calefacción es por medio de tracing, se deberá verificar su funcionamiento.

Puede deberse también a deposición de parafina en el colector o falta de des-emulsionante.

La temperatura del puente de producción también es un indicio que el pozo está produciendo, especialmente en aquellos de alta producción de fluido. Deberá controlarse si el régimen de bombeo es el que corresponde al pozo. Referente al balanceo del equipo, algunas veces puede ayudarnos para el control de la producción; cuando el pozo pierde producción, el nivel de fluido sube y en consecuencia el equipo se des-balancea (exceso de contrapeso).

CERRADO DE VÁLVULAS

A continuación se procede a cerrar lentamente las válvulas N° 2, 4 y 6 asumiendo que la N° 7 se halla cerrada, o sea que el pozo no ventea gas a la atmósfera.

INCREMENTO DE PRESIÓN

Dadas las condiciones anteriores se deja que el pozo incremente la presión entre 10 o 15 kg/cm², por sobre la presión de línea, observando con cuidado la lectura del manómetro.

- Nunca colocarse frente a la válvula, maniobrarlas siempre de costado.
- Si las válvulas están duras o muy blandas, abandonar el ensayo, dejando las válvulas en las condiciones iniciales de ensayo y avisar a mantenimiento para su reparación; al igual que si las válvulas están flojas o el manómetro perdiera por defecto de las roscas.

- Ajustar el manómetro con la llave adecuada, no con la mano.

Se toma el tiempo que tarda en levantar ese incremento y la forma en que lo hace, es decir si levanta rápidamente, si oscila o lo hace muy lentamente.

Entonces se detiene la unidad de bombeo.

Si la presión sube rápidamente: normalmente acusa que la producción del pozo es sin gas, es conveniente en estos casos, que hayan dos personas realizando el control del mismo, para poder parar a tiempo el equipo de bombeo.

Generalmente cuando el nivel está bajo cerca del zapato de la bomba, los incrementos son rápidos.

Si la presión sube muy lentamente: es el caso de los pozos con gas, en algunos pozos, para lograr superar en 10 kg/cm^2 , la presión de línea es necesario más de media hora.

La presión varía durante el ciclo de bombeo pero prácticamente no sube, suele ocurrir en pozos con gas y baja producción, en estos casos hay que detener la unidad de bombeo en el punto que se alcance la máxima presión y dejar que el pozo recupere nivel durante algunas horas, para luego ponerlo en marcha y repetir el ensayo.

GOLPEAR Y REESPACIAR LA BOMBA

Una de las causas de pérdida parcial de la producción de un pozo es el bloqueo por gas.

A través de la válvula sacramuestra (1) se debería desgasificar el tubing, y observar el trabajo de la bomba.

En el caso de bloqueo de la bomba por gas, esta trabaja como un fuelle, comprimiendo y descomprimiendo el gas dentro de ella.

Para solucionar esto pueden efectuarse las maniobras de golpear y re-espaciar la bomba.

Una forma rápida de desbloquear la bomba es reducir el espaciamiento, consiguiendo de esta forma que el pistón esté en el extremo inferior de la bomba y la compresión del gas eleve la presión, para que abra la válvula viajera, el golpe se siente en el vástago.

Si la bomba está bien espaciada deberá golpear aumentando la velocidad de bombeo del equipo, si no ocurre eso se debe proceder de la siguiente manera:

1. Parar el AIB 50 cm antes de terminar la carrera descendente y luego colocar el soporte del vástago, para evitar que el peso de la sarta actúe en el prensaestopa.
2. Instalar una grampa auxiliar en el vástago a 25 cm del prensaestopa.
3. Accionar el AIB hasta dejar la columna colgada de la grampa auxiliar y el estrobo libre. Frenar el equipo.
4. Aflojar la grampa del estrobo y subirla de 5 a 10 cm.
5. Subir el balancín hasta colgar la columna del estrobo.
6. Sacar la grampa auxiliar y poner en bombeo.

Si el pozo no golpea repetir toda la operación tantas veces como sea necesario, cuando golpee efectuar los pasos 1, 2 y 3, luego aflojar la grampa superior y ubicarla unos 5 cm más abajo, con esto la operación quedará concluida.

Si no se cuenta con suficiente vástago sobre la grampa, se puede enroscar un trozo auxiliar de maniobras.

Si el pozo cuenta con bomba de tubing, NO SE DEBE efectuar la maniobra de golpear la misma.

Si la bomba no golpea, lo más probable es que no haya continuidad en las varillas, y el pozo este "de pesca".

Otra forma de desbloquear la bomba es agregarle fluido al casing del pozo para que el aumento de presión en el barril de la bomba provoque la apertura de la válvula viajera liberándose el gas; como última alternativa inyectando agua por el interior del tubing.

Si no reacciona se pide a ingeniería que de producción otro tipo de estudios, como ser dinamómetro, sonolog y control, pasa a ser un pozo problema que depende de Ingeniería, el cual será devuelto con la solución correspondiente.

PRUEBA DE TUBING

Si cuando cerramos la válvula de bloqueo, la presión subió entre 10 kg/cm² sobre la presión de línea, y al parar el equipo de bombeo, durante los primeros 5 minutos no se mantiene la presión, es porque hay una pérdida en la instalación.

Si la presión baja rápidamente hasta cero, puede ser que el tubing pierda o que las válvulas de la bomba estén en muy malas condiciones. Esto puede corroborarse por medio de un ensayo de válvulas.

Si la presión baja lentamente, puede haber una pequeña pérdida en el tubing, en el zapato o en las válvulas o bien una pérdida en la válvula del puente.

La presión baja pero se estabiliza en un valor superior a la presión del pozo cuando produce normalmente, puede ser que haya una pequeña pérdida, pero no afecta la producción del pozo.

En la mayoría de los casos se prueba el tubing inyectando el pozo con 4m³ de agua. Se desconecta el puente de producción y se conecta la bomba de superficie asegurándose que todas las conexiones y el prensaestopa, no

tengan pérdidas, luego se coloca un manómetro en la válvula de purga de la cabeza del pozo.

Se bombea el fluido por el tubing, y se controla el volumen de fluido utilizado.

Parar el bombeo, cerrar la válvula de purga y observar la evolución de la presión.

Si la presión se mantiene constante, es porque el tubing no pierde. Para verificar el funcionamiento de la bomba de profundidad, se baja la presión hasta la presión normal de bombeo del pozo, y se pone en marcha el equipo. Si el pozo no levanta presión el problema está en la bomba o en las varillas.

Si la presión baja rápidamente, indica una pérdida grande en el tubing, o en bomba (probable pesca).

Si la presión baja lentamente y llega al valor cero en aproximadamente 10 minutos, es que existe una pequeña pérdida en el tubing o en la bomba.

Desconectar la boca de pozo, de la bomba del equipo y corroborar que la pérdida no sea a través de alguna válvula de superficie.

CAMBIO DE BOMBA

Antes de cambiar una bomba por pérdida de producción, se debe tratar de compensar dicha pérdida con el aumento de la velocidad de bombeo, golpes por minuto.

ESTADÍSTICAS

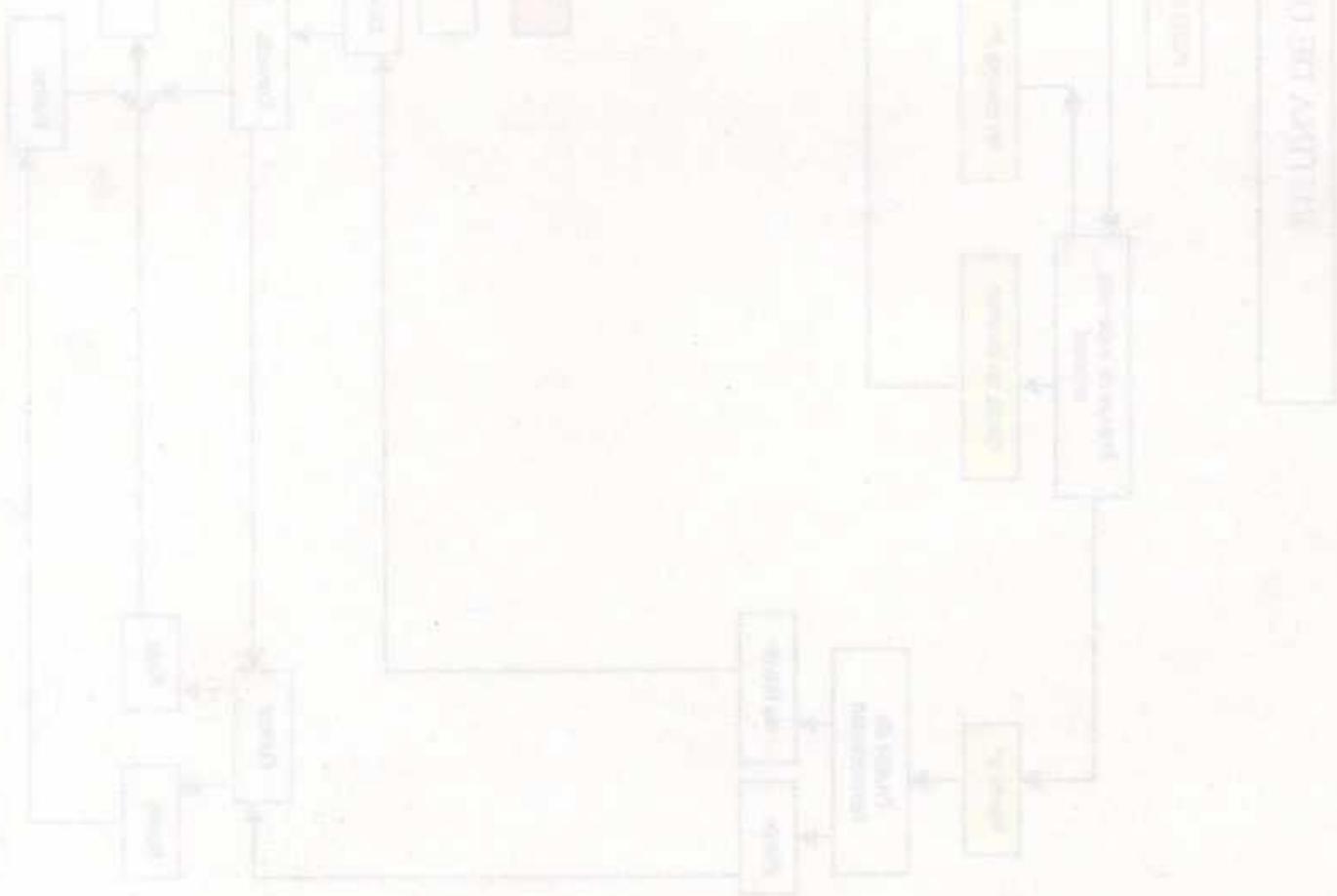
El control estadístico de la producción representa un aspecto muy importante que complementa el trabajo de campo, ya que permite observar gráficamente todo tipo variaciones en los valores de producción de los pozos, tanto en forma individual como conjunta.

Se pueden graficar producción diaria, semanal o mensual de cada uno de los pozos, de esta manera se puede visualizar declinación natural, pérdidas de producción por fallas en los procesos de bombeo, pulling o por mantenimiento,

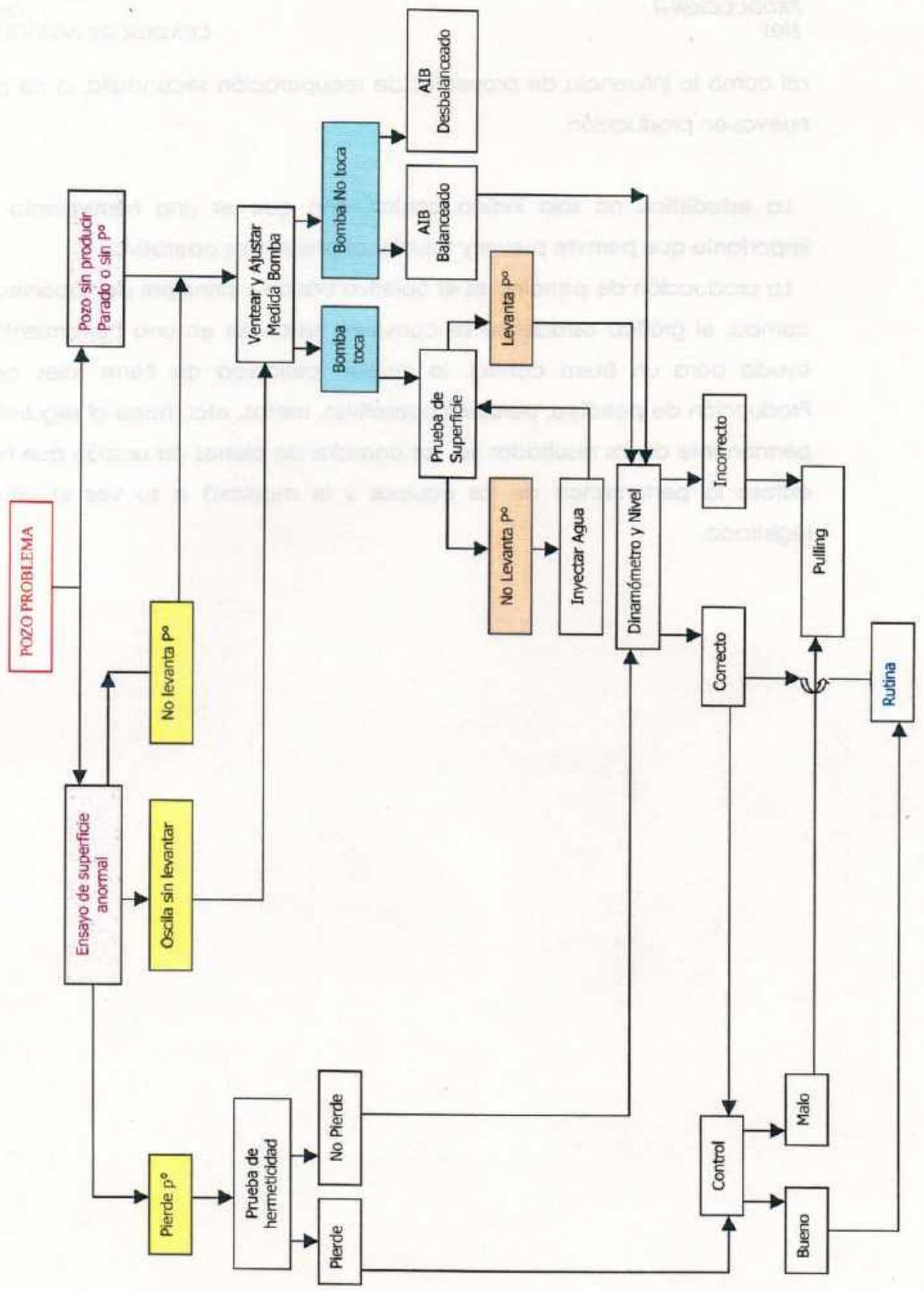
así como la influencia de proyectos de recuperación secundaria, o de pozos nuevos en producción.

La estadística no solo indica control, sino que es una herramienta muy importante que permite prever y solucionar problemas operativos.

La producción de petróleo es el objetivo básico y principal del supervisor de campo, el gráfico estadístico se convierte entonces en una herramienta de ayuda para un buen control, la revisión periódica de ítems tales como: Producción de petróleo, pérdidas operativas, metas, etc., hace al seguimiento permanente de los resultados ya los cambios de planes de acción que harán exitosa la performance de los equipos y le mostrará a su vez el esfuerzo registrado.



RUTINA DE UN POZO PROBLEMA



PRODUCCION II

2005

TEMA V

TRATAMIENTO

DE

CRUDOS

Carrera de Ingeniería de Petroleos
Facultad de Ingeniería
U.N.C.

1. EMULSIÓN

1.1.- Definición

De las muchas definiciones sobre emulsión expuesta por diferentes autores [1], la siguiente se considera la más explícita:

"Una emulsión es un sistema heterogéneo formado por dos líquidos inmiscibles, uno de los cuales se encuentra disperso en otro en forma de pequeñas gotas, cuyos diámetros exceden de $0.1 \mu\text{m}$, estabilizadas por cargas eléctricas y agentes emulsificantes como productos tensoactivos, sólidos finamente divididos, etc."

La fase dispersa, en forma de gotitas es la fase interna y la fase externa, se encuentra rodeando la fase dispersa y esta en forma continua.

Una emulsión de fase interna baja (FIB), es decir, que en su fase interna pocas gotitas se encuentran dispersas, asume las características de la fase externa. Por otra parte, las emulsiones de fase interna alta (FIA), exhiben mayores viscosidades aparentes .

1.2.- Emulsiones en la Industria Petrolera

Las salmueras están asociadas principalmente con crudo debido a que generalmente el agua salada se encuentra asociada al petróleo en la formación geológica de donde es extraído. Con los métodos de completación y producción es posible abrir pozos que inicialmente no producen agua salada, pero a medida que la producción se extiende, proporciones mayores de agua salada son producidas con el crudo. El agua producida con el crudo varía en la cantidad de sales que contienen en solución, pero sus concentraciones pueden ser mayores que las del agua del mar. Algunas tienen densidades mayores de 1.20 gr/cm^3 y los contienen en solución, pero sus concentraciones pueden ser mayores que las del agua del mar. Algunas tienen densidades mayores de 1.20 gr/cm^3 y los iones que usualmente poseen en su composición son Na^+ , Ca^{++} , Mg^{++} , Cl^- , HCO_3^- , SO_4^- [4].

La coproducción de agua y petróleo por algún proceso de recuperación puede formar mezclas o emulsiones, las cuales son difíciles de separar. Se necesitan dos requerimientos principales para que las mezclas de crudo-agua puedan formarse con algún grado de

estabilidad: Primero, la **energía** necesaria en el mezclado de petróleo y agua debe ser suficiente para dispersar el agua en el petróleo o viceversa en mínimas gotas de diámetros menores de $100\mu\text{m}$. La turbulencia producida en el flujo de fluidos desde el fondo del pozo al sitio de tratamiento en los equipos mecánicos tales como bombas, obturadores, separadores de gas, tuberías, es suficiente para generar el grado de dispersión requerida para formar la emulsión. Un segundo requerimiento es la presencia de **agentes emulsificantes o surfactantes** para prevenir la coalescencia de las gotas dispersadas. El petróleo contiene agentes emulsificantes naturales como: asfaltenos, resinas, parafinas, compuestos nafténicos, porfirinas y sólidos finamente dispersados como arcillas, sedimentos, incrustaciones, productos de corrosión que se orientan en la interfase agua-petróleo creada por el mezclado formando un película o piel contractil que ofrece una resistencia mecánica a la coalescencia de las gotas.

1.3.- Clasificación de las Emulsiones

Las emulsiones pueden ser clasificadas en base a:

- i. La naturaleza de la fase externa.
- ii. Según el tamaño de las partículas dispersadas.

i. Según la naturaleza de la fase externa.

- (a) **Emulsiones de agua en petróleo (W/O)**, donde la fase dispersa es el agua y la fase continua el petróleo, comprenden aproximadamente el 99% de las emulsiones presentes en el campo, variando el contenido de agua entre 0 y 80%, aunque usualmente se encuentra entre 10 y 35% [6]; representando éstos, serios problemas de transporte en los campos de producción y de tratamiento en las refinerías. Las emulsiones W/O conducen pobremente la electricidad, pueden ser diluidas con solventes, contienen más crudo, resisten el secado o pérdida de agua, aunque realmente pierden solvente volátil, son difíciles de deshidratar, son menos corrosivas, y, en general, dependen de la fase petróleo, exhiben las propiedades de la fase continua crudo.

(b) Emulsiones de petróleo en agua (O/W), donde gotitas de crudo se encuentran dispersas en la fase continua de agua. Este tipo de emulsiones ocurre en aproximadamente 1% en la industria petrolera.

Las emulsiones O/W conducen electricidad, son diluidas con agua, contienen más agua, secan (pierden agua) rápidamente, pueden ser deshidratadas, son más corrosivas y exhiben las propiedades acuosas de la fase continua.

(c) También existen algunos casos de emulsiones múltiples, tales como emulsiones de petróleo en agua en petróleo, las cuales son muy complejas, ya que gotas de petróleo están dispersas en una fase continua de petróleo. Se encuentran generalmente en áreas donde el petróleo tiene alta viscosidad y gravedad específica o el agua es relativamente blanda y fresca.

ii. Según el tamaño de las partículas dispersas

Pueden ser: [7]

(a) Macroemulsiones: en este tipo de emulsión, las partículas dispersas tienen un tamaño de 0.2-50 micrómetros (μm) y microscópicamente visibles.

(b) Microemulsiones: cuyo tamaño de partículas está comprendido entre 0.01-0.2 μm .

1.4.- Propiedades de las Emulsiones

Las propiedades de una emulsión dependen de las propiedades de la fase continua, de su proporción con respecto a la fase dispersa, del tipo de agente emulsificante y del diámetro de gota.

Las propiedades de la fase continua determinan dispersabilidad (en agua o petróleo) y conductividad eléctrica, y en combinación con otras propiedades básicas, viscosidad y características de mojabilidad.

Las propiedades de la fase interna son mucho menos importantes con respecto a las propiedades de la emulsión final. Ellas están relacionadas a las características de inversión y facilidad de preparación. Entre las propiedades más resaltantes, se encuentran:

1.4.1.- Tamaño de gota

El tamaño de gota de una emulsión está relacionado con el método de preparación, la energía suministrada, la diferencia de viscosidad entre las fases y el tipo y cantidad de surfactante usado. El tamaño de gota generalmente disminuye con agitación vigorosa, pequeñas diferencias entre las dos fases y el uso de suficientes cantidades del surfactante adecuado.

Actualmente, el tamaño de gota es determinado por técnicas fotomicroscópicas, contadores de tamaños de gota, etc. El tamaño de gota de emulsiones de O/W puede ser estudiado por medio de un contador Coulter, un dispositivo que mide el cambio de conductividad de la fase continua cuando cada partícula pasa a través de un pequeño orificio. Todos los sistemas de medición requieren de diluciones, por lo cual las medidas no son realizadas en la emulsión original.

1.4.2.- Conductividad eléctrica

Ya se dijo que la conductividad de la emulsión depende de la fase continua, y que por ser el agua buena conductora de electricidad, las emulsiones de petróleo en agua O/W tienen mayor conductividad eléctrica. De aquí que la conductividad sea un parámetro de medida para identificar el tipo de emulsión.

1.4.3.- Inversión

Se refiere al cambio en el tipo de emulsión, es decir, de una emulsión de agua en petróleo (W/O) a una de petróleo en agua (O/W) o viceversa. Este fenómeno depende fundamentalmente de la agitación, temperatura, naturaleza y concentración del agente emulsificante, relación de volúmenes de las fases en la emulsión y de la naturaleza del

electrolito. Los estudios de emulsiones de dos líquidos inmiscibles sin emulsificante muestran que la inversión tiene lugar en una cierta relación de los dos líquidos. La relación de volúmenes de las fases en el punto de inversión se encontró que es igual a la raíz cuadrada de la relación de las viscosidades de los dos componentes.

1.4.4.- Viscosidad

La viscosidad es influenciada por

- (1) las características de la fase externa, incluyendo aditivos
- (2) la relación de volúmenes de las dos fases
- (3) del tamaño de gota en la emulsión.

La viscosidad de una emulsión es esencialmente la viscosidad de la fase externa tanto como esta represente más de la mitad del volumen total.

La viscosidad de la emulsión puede ser reducida al ser incrementada la proporción de la fase continua, usualmente agua. La adición de solventes polares, tales como alcohol o solvente que pueden reducir la viscosidad, normalmente causan una reducción marcada en la estabilidad de la emulsión.

1.4.5.- Estabilidad

Los factores que afectan la estabilidad de las emulsiones son:

factores físicos,

cargas eléctricas superficiales de repulsión,

factores de energía superficial

factores estéticos.

Los factores físicos incluyen la proporción de fase dispersa, la viscosidad de las fases y la diferencia de densidad. Las cargas eléctricas superficiales de repulsión originadas por la absorción de material activo de superficie iónica o por acción mecánica pueden impedir

aglomeración y coalescencia. La presencia de surfactantes no iónicos contribuye a los factores de energía superficial. Un método para caracterizar estos factores es el balance hidrofílico-lipofílico (BHL), escala en la cual está basada la solubilidad del surfactante en cada fase y en la interfase. Entre los factores estéricos están la presencia de sólidos mojados por petróleo mediante la adsorción de asfaltenos y resinas del crudo y la formación de películas pseudoplásticas que encapsulan las gotas de petróleo.

La alta estabilidad de emulsiones de agua en petróleo ha sido atribuida a películas asfálticas muy estables. Petror y otros (1969) y Levchenko y otros (1970) atribuyen la estabilidad de las emulsiones petróleo-agua a los asfaltenos y resinas de silicagel dependiendo del crudo en particular. Berridge y otros (1968) encuentran que la estabilidad de la emulsión está relacionada a las cantidades de asfalteno y vanadio. Strassner (1968) sugiere que los aditivos químicos pueden ser agregados solubilizando los constituyentes de la interfase responsables de la formación de películas altamente viscosas. En tales situaciones, contrario a lo que se esperaría, la adición de químicos pueden promover la coalescencia.

La estabilidad de las emulsiones (W/O) a elevadas temperaturas disminuye al disminuir la viscosidad del petróleo en la fase externa, lo que promueve la floculación de las gotas. La temperatura influye en la tasa de rompimiento de películas interfaciales al variar la tasa de absorción del emulsificante y las características de la interfase petróleo/agua. También influye la compresibilidad de las películas interfaciales por cambios en la solubilidad de los surfactantes de crudo en la fase continua. En general, aumentos de temperaturas permiten una desestabilización de las películas interfaciales petróleo/agua en el crudo, y entonces muchas películas incompresibles no-relajantes comienzan a relajarse permitiendo la coalescencia de las gotas; pero adicional a esto, aumenta exponencialmente la frecuencia de los choques entre las gotas.

1.4.6 .-Tensión interfacial

La tensión interfacial es la tensión límite que se origina cuando dos líquidos inmiscibles se ponen en contacto formando una interfase, como consecuencia de un desequilibrio de

fuerzas de atracción del tipo de Van der Waals, pero de magnitudes diferentes, y cuyo valor se encuentra dentro de las tensiones individuales superficiales de los dos líquidos.

1.4.7 Tensión superficial

Según Shaw D.J. (1977), la tensión superficial de un líquido se define como la fuerza que actúa en forma perpendicular, a cualquier línea de longitud unidad sobre la superficie del líquido; pero también se puede definir como la energía requerida para aumentar a temperatura constante e irreversiblemente, el área de una superficie en una unidad.

1.5.- Agentes Emulsionantes [1]

Los agentes emulsionantes se dividirán en tres clases principales:

- i) Productos tensoactivos o surfactantes.
- ii) Materiales que se presentan en la naturaleza.
- iii) Sólidos finamente divididos.

1.5.1.- Surfactantes

1.5.1.1.- Definición

Los surfactantes son agentes tensoactivos con capacidad para absorberse sobre la interfase del sistema a muy bajas concentraciones, en forma de una capa monomolecular orientada o monocapa modificando así las tensiones superficial e interfacial (Fig. 1).

Las moléculas de surfactantes tienen estructura polar-apolar. La porción polar se caracteriza por su alto grado de solubilidad en solventes polares, es decir, que es hidrofílica y la porción no polar es soluble en solventes orgánicos no polares, por lo que es lipofílica o hidrofóbica.

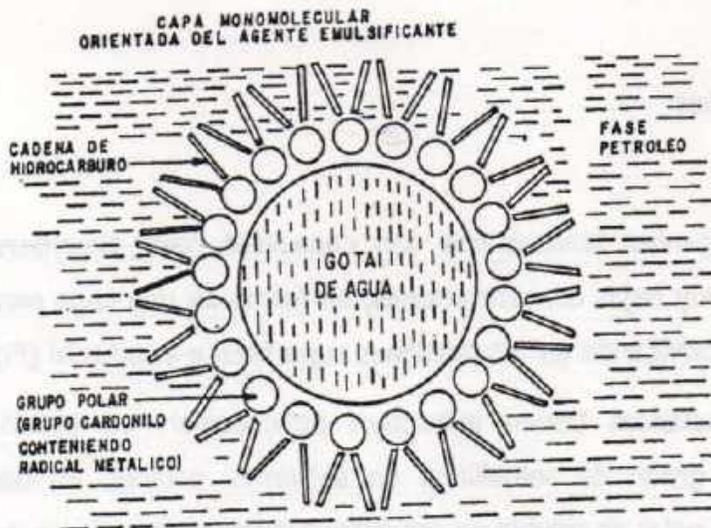
1.5.1.2.- Clasificación

Hay tres clases de surfactantes según la naturaleza del grupo hidrofílico:

- a) Los que se pueden disociar en iones o tensoactivos iónicos.

- b) Los no-iónicos.
- c) Los anfotéricos.
- a) Los iónicos pueden ser aniónicos o catiónicos, según que el grupo químico hidrofílico sea negativo o positivo respectivamente.
- b) Los no-iónicos, son surfactantes covalentes que no se ionizan en agua, no son afectados por el pH ni la dureza del medio y son insolubles en compuestos orgánicos.
- c) Los surfactantes anfotéricos son también moléculas orgánicas cuyo grupo hidrófilo puede cargarse positiva y negativamente o estar descargada. Dependiendo del pH del sistema, los surfactantes anfotéricos pueden exhibir propiedades aniónicas, catiónicas o no-iónicas. En la Fig. 2 se presenta un esquema que simplifica estos conceptos.

FIG.1 ABSORCIÓN DEL AGENTE EMULSIFICANTE EN LA INTERFACE PETRÓLEO-AGUA



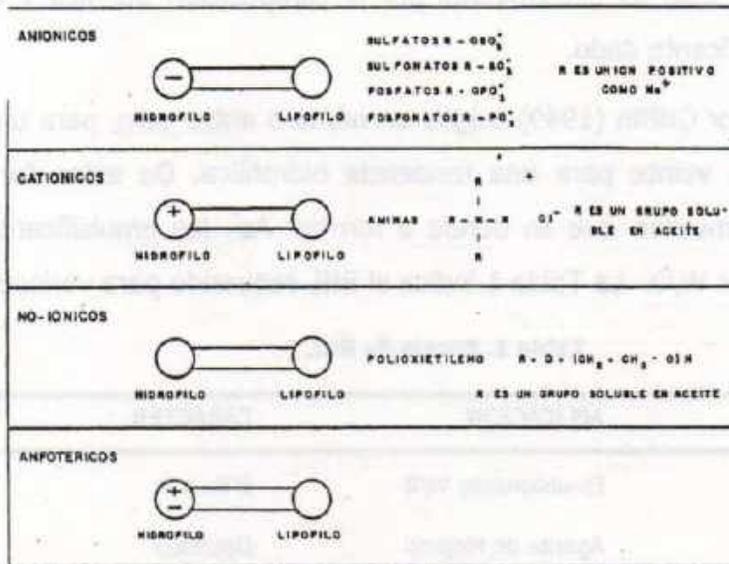


FIG.2 CLASIFICACIÓN DE LOS SURFACTANTES

1.5.1.3.- Propiedades

Entre las propiedades más resaltantes de los surfactantes se encuentran: la concentración micelar crítica (c.m.c.) y el BHL del surfactante.

i) Concentración micelar crítica

Existe una concentración específica del surfactante en la cual, tal como lo expone Mc Bain, ocurre la formación de agregados electrolíticos coloidales o micelas de iones de surfactantes en los que las cadenas hidrocarbonadas se orientan hacia el interior de la micela sin absorberse en la superficie (saturación), mientras que los grupos hidrofílicos quedan en contacto con el medio acuoso.

Davies y Bury han designado la concentración por sobre la cual se observa la agrupación de moléculas de surfactante o existencia de micelas "concentración micelar crítica". A esta concentración cambian repentinamente las propiedades físicas de las sustancias tensoactivas.

ii) BHL del surfactante.

El balance hidrofílico-lipofílico es una expresión que relaciona la atracción simultánea de un emulsionante sobre el agua y el petróleo (o sobre las dos fases del sistema de

emulsión considerado). Este es determinado por la composición química y la fuerza de ionización de un emulsificante dado.

La escala BHL ideada por Griffin (1949) asigna un número entre cero, para una tendencia lipofílica y un valor de veinte para una tendencia hidrofílica. De estas forma, el BHL determina el tipo de emulsión que se tiende a formar. Así, los emulsificantes con BHL bajos forman emulsiones W/O. La Tabla 1 indica el BHL requerido para varios sistemas.

Tabla 1. Escala de BHL

| RANGO BHL | APLICACION | CARACTER |
|-----------|------------------|---------------|
| 3-6 | Emulsionante W/O | BHL < 9: |
| 7-9 | Agente de Mojado | Lipofílico |
| 8-18 | Emulsionante O/W | BHL > 11: |
| 13-15 | Detergente | Hidrofílico |
| 15-18 | Solubilizante | 9 < BHL < 11: |

Se puede obtener una aproximación del valor de BHL por la solubilidad del surfactante en agua, así en la Tabla 2 se muestran valores de BHL dependiendo del comportamiento del surfactante al ser añadido al agua.

Tabla 2. Aproximación de BHL por solubilidad de agua.

| RANGO BHL | COMPORTAMIENTO AL SER AÑADIDOS AL AGUA |
|-----------|---|
| 1 -4 | No dispersable en agua |
| 3-6 | Dispersión pobre |
| 6-8 | Dispersión lechosa después de fuerte agitación |
| 8-10 | Dispersión estable lechosa (la parte superior casi traslúcida). |
| 10-13 | Dispersión de traslúcida a clara |
| >13 | Solución clara. |

1.5.2.- Materiales que se presentan en la naturaleza.

Tal vez los agentes emulsionantes que se tratarán en este punto caen dentro de la clasificación de surfactantes tratada anteriormente. Este tipo de compuesto es obtenido casi sin alteración de las fuentes naturales. Muchos de estos agentes naturales son ineficaces por sí mismos, pero en unión con otros emulsionantes son muy valiosos, de aquí que se llamen "agentes emulsionantes auxiliares". Los agentes naturales tienen el efecto deseable de aumentar la viscosidad de la formación de nata, pero tienen la desventaja de ser costosos, sujetos a hidrólisis y sensibles a variación de pH. Entre éstos están: la lecitina, lanolina, goma arábica, goma de guar provenientes de las exudaciones secas de ciertos árboles, los derivados de algas, derivados de celulosa (CMC), etc.

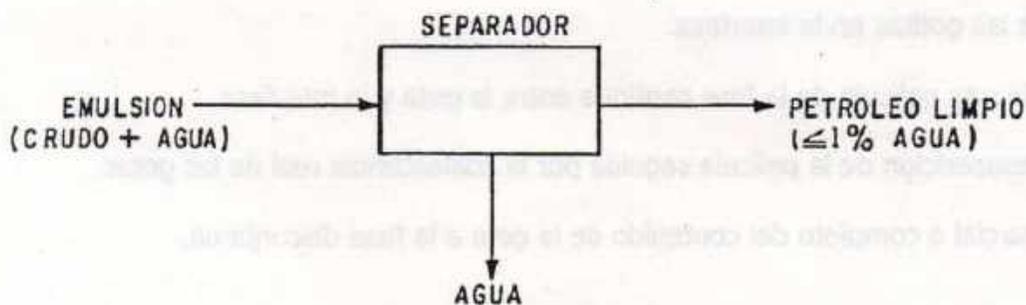
1.5.3.- Sólidos finamente divididos.

Estos son estabilizantes efectivos de emulsiones en varias aplicaciones. Entre estos están las sales básicas de los metales, negro de humo, sílice en polvo y diferentes arcillas (principalmente bentonita). Generalmente los barros utilizados en las tareas de explotación de pozos suministran cantidades de estos sólidos a los pozos petrolíferos.

Va a depender el tipo de emulsión obtenida del grado en que las partículas del sólido son mojadas con preferencia por la fase acuosa o la del petróleo.

2.- DESHIDRATACIÓN DE PETRÓLEO

En la industria petrolera se define la deshidratación como el proceso mediante el cual se separa el agua emulsionada presente en el petróleo, convirtiendo a éste en un producto comercial, es decir, con niveles de agua inferiores al 1% (Fig. 3).



Deshidratación: Es el proceso mediante el cual son transformadas las emulsiones a sus componentes separados: petróleo limpio y agua.

La conveniencia de deshidratar el petróleo se debe principalmente a:

- i) que el agua, causaría corrosión y deposición de coque en la refinería, así como aumentos anormales de la temperatura de operación al ser evaporada.
- ii) aumento en el costo de transporte de petróleo y también corrosión de tanques y oleoductos.
- iii) mayor gasto del equipo debido a la mayor viscosidad de los crudos emulsionados y a los mayores volúmenes manejados, tanto a nivel de oleoductos como de tanques.

2.1.- Teoría básica de la separación de emulsiones

La separación de las emulsiones de agua en petróleo o viceversa, se debe a fenómenos de coalescencia de las gotas en la interfase y sedimentación de las mismas desde la fase continua.

2.1.1.- Coalescencia

Jeffreys y Davies (1974), suponen que el proceso de coalescencia se lleva a cabo en cinco etapas, a saber:

- i) aproximación de las gotitas en la interfase y contacto con deformación de las gotitas en la misma.
- ii) oscilación de las gotitas en la interfase.
- iii) formación de una película de la fase continua entre la gota y la interfase.
- iv) ruptura y desaparición de la película seguida por la coalescencia real de las gotas.
- v) transporte parcial o completo del contenido de la gota a la fase discontinua.

El tiempo requerido para que se sucedan estas etapas corresponde al tiempo de coalescencia, el cual está fundamentalmente determinado por el tiempo necesario para destruir y remover la película interfacial alrededor de las gotas.

En general, el tiempo de coalescencia se ve afectado por la viscosidad de la fase continua, la tensión superficial de las gotas y la temperatura. El aumento de viscosidad de la fase continua aumenta el tiempo de coalescencia al reducir la rapidez con la cual se separa la película residual entre la gota y la interfase. Una tensión superficial grande en las gotas dispersas aumenta la resistencia a la deformación, y el diámetro de la película de líquido disminuye al aumentar la tensión superficial. Resumiendo, un aumento de la tensión superficial trae como resultado una disminución del tiempo de coalescencia. De igual forma, incrementos de temperatura disminuyen la tensión interfacial de la mayoría de los líquidos, disminuye la viscosidad y por tanto, disminuye el tiempo de coalescencia.

2.1.2.- Sedimentación

El fenómeno de sedimentación de las gotas desde la fase continua obedece a las leyes de Newton y Stokes, como se muestra:

La relación fundamental para la sedimentación de partículas discretas es la ley de Newton, la cual está basada sobre la suposición de que las partículas son completamente esféricas y de diámetros uniformes, no siendo este el caso de las gotas de agua en las emulsiones agua-petróleo. Sobre una partícula que se mueve a través de un fluido actúan tres fuerzas:

- 1) una *fuerza externa* (gravedad o centrífuga)
- 2) la *fuerza de flotación* paralela a la fuerza externa pero en sentido opuesto (Principio de Empuje de Arquímedes)
- 3) la *fuerza de arrastre* que actúa oponiéndose al movimiento y es consecuencia del movimiento relativo entre la partícula y el fluido.

Considerando en la Fig. 4 una partícula en el seno de un fluido, la cual ha alcanzado su

$$\frac{m}{g} \frac{d_v}{d_t} = F_e - F_b - F_D \quad (1)$$

$$\frac{m \times \rho_1 \times a_e}{m \times \rho \times g_e} \quad (F_b)$$

velocidad límite y escribiendo el balance de fuerza correspondiente:

donde:

$$\frac{C_D \times V_o^2 \times \rho_l \times a_e}{2 \times gc} \quad (FD)$$

Fe = Fuerza externa

Fb = Fuerza de flotación sobre la partícula

FD = fuerza de arrastre

ae = aceleración externa.

V = velocidad de la partícula con relación al fluido.

M = masa de la partícula.

Pp = densidad de la partícula.

Pl = densidad del fluido.

g = aceleración de gravedad.

CD = coeficiente de arrastre.

Ap = área proyectada por la partícula sobre un plano perpendicular a la dirección del movimiento de la misma.

Si la fuerza externa es la gravedad, se tiene:

$$\frac{dv}{dt} = g \left(\frac{\rho_p - \rho_l}{\rho_p} \right) - \frac{C_D \times V_o^2 \times \rho_l \times A_p}{2 \times m}$$

La fuerza de arrastre FD, aumenta siempre con la velocidad en la sedimentación por gravedad (g = constante). Por tanto, la aceleración de la partícula tiende a cero, dv/dt = 0, es decir, la partícula alcanza un movimiento constante, y la velocidad en esa condición se conoce como Velocidad Límite o Velocidad de Separación o Asentamiento.

En general, el coeficiente de arrastre es aproximado por:

$$C_D = \frac{b}{N_R^n}$$

donde los coeficientes b y n para las diferentes regiones de la Fig. 5 están indicados en la Tabla 3. Las relaciones entre C_D y N_R dadas por la ecuación anterior se expresan en forma logarítmica para las tres regiones indicadas en la Fig. 5.

Tabla 3. Constantes b y n que definen el coeficiente de arrastre, C_D

| REGION | b | N | $C_D = b/N_R^n$ |
|-------------------------------|------|-----|------------------------|
| Ley de Stokes $N_R < 2$ | 24 | 1.0 | $C_D = 24/N_R$ |
| Transición $2 < N_R < 500$ | 18.5 | 0.6 | $C_D = 18.5/N_R^{0.6}$ |
| Newton $N_R > 500$ | 0.4 | 0.0 | $C_D = 0.4$ |

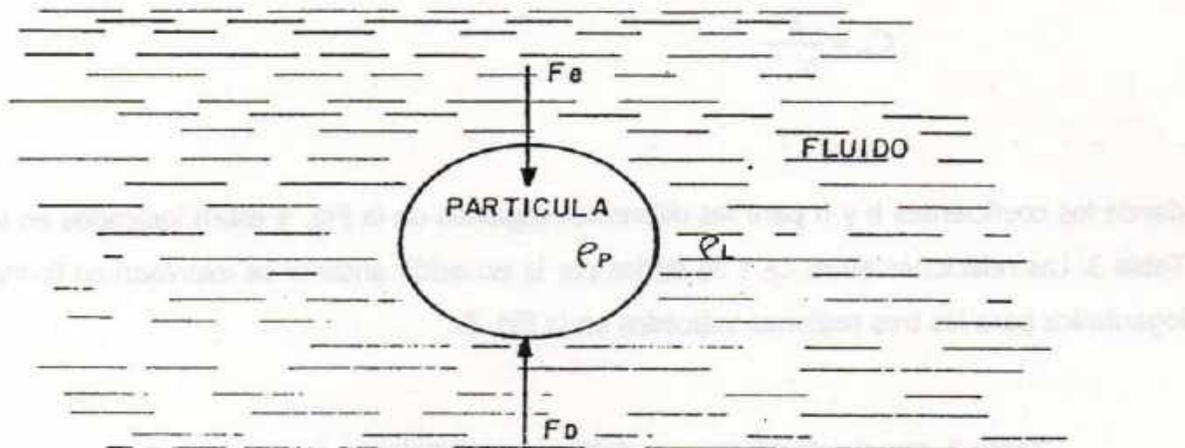


FIG.4 SEDIMENTACION DE UNA PARTICULA EN EL SENO DE UN FLUIDO

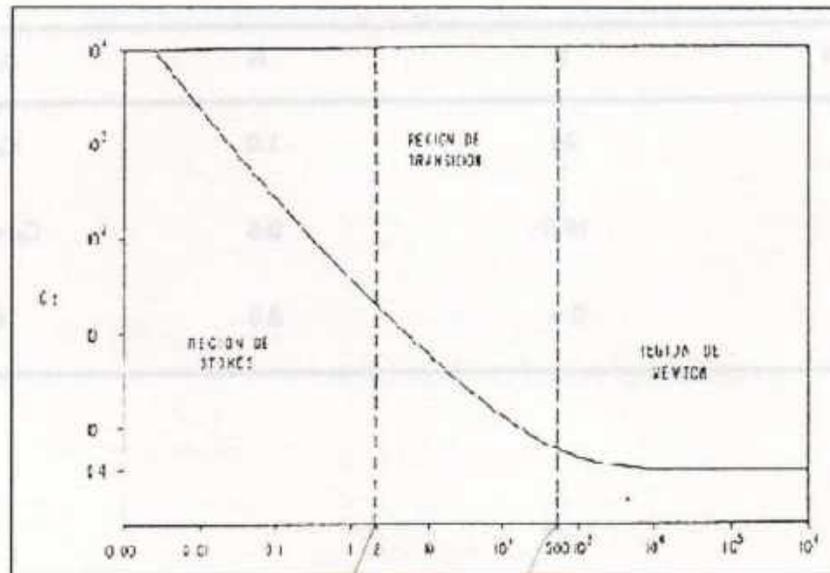


FIG.5 CORRELACION DEL COEFICIENTE DE ARRASTRE PARA PARTICULAS ESFERICAS

Región de Stokes

$$C_D = 24/N_R$$

$$\text{Log } C_D = \text{Log } N_R + \text{Log } 24$$

Región de transición

$$C_D = 18.5/14 N_R^{0.6}$$

$$\text{Log } C_D = 0.6 \text{ Log } N_R + \text{Log } 18.5$$

Región de Newton

$$C_D = 0.4$$

$$\text{Log } C_D = \text{Log } 0.4 = 0.0 \text{ Log } C_D + \text{Log } 0.4$$

Entonces, la curva en la Fig. 5 es aproximadamente reemplazada por tres segmentos en línea recta con pendientes de -1; -0,6; 0,0, respectivamente.

Los procesos de sedimentación de agua en las emulsiones agua en petróleo ocurren en la región de Stokes.

Así, sustituyendo $C_D = 24 / N_R \cdot 24 \rho L / (d \times v_t \times \rho_i)^*$ y simplificando es obtenida la expresión de la Ley de Stokes, por la cual se determina la velocidad de sedimentación o

$$v_t = \frac{k d^2}{18} \left(\frac{\rho_p - \rho_l}{\rho_l} \right)$$

asentamiento de las gotas de agua desde la fase continua:

Para un problema específico en la región de Stokes (conocidas P_p , P_l , y u_1) la Ec. 4 se escribe como:

donde K es una constante, la cual en forma logarítmica se expresa:

$$V_t = K d^2$$

$$\text{Log } v_t = 2 \text{ Log } d + \text{Log } K = 2 \text{ Log } d + c$$

siendo c una constante.

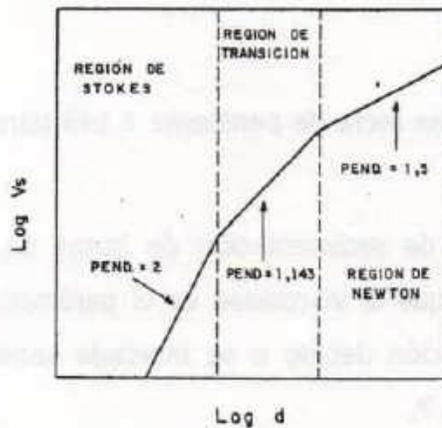


FIG6. GRÁFICA LOGARÍTMICA DE VELOCIDAD DE ASENTAMIENTO V_s DIÁMETRO DE GOTA

Entonces, una gráfica logarítmica de v_t vs d resulta en una línea recta de pendiente igual a 2 para la región de Stokes.

Igualmente, en la región de Newton, $C_D = 0.4$, la ecuación resulta:

$$V_t = K' d^{1/2}$$

donde K' es una constante, que expresada en forma logarítmica, queda:

$$\text{Log } v_t = 1/2 \text{ Log } d + \text{Log } K' = 1/2 \text{ Log } d + C'$$

donde C' es una constante y la gráfica $\text{Log } v_t$ vs d resulta en una línea recta de pendiente 0.5 para la región de Newton.

Para la zona de transición:

$$C_D = 18.5/N_{Re}^{0.6} = (18.5 \times m_1^{0.6}) / (d^{0.6} \times v_t^{0.6} \times \rho_1^{0.6})$$

$$v_t = [(4g/55.5)(\rho_1^{0.6}/m^{0.6}) (\rho_p - \rho_1) / \rho_1]^{1/4} d^{1.143} = K'' d^{1.143}$$

donde K'' es una constante.

En forma logarítmica:

$$\text{Log } v_t = 1.143 \text{ Log } d + \text{Log } K'' = 1.143 \text{ Log } d + C''$$

donde C'' es una constante.

Entonces, la gráfica $\text{Log } v_t$ vs d da una línea recta de pendiente 1.143 para la región de transición.

Analizando los parámetros; para el caso de sedimentación de gotas de agua en las emulsiones agua-petróleo (w/o), se tiene que la viscosidad es el parámetro que mayor influencia ejerce en la tasa de sedimentación debido a su marcada sensibilidad en la temperatura, tal como se muestra en la Fig. 7.

No así, es el caso para la diferencia de densidad, puesto que los coeficientes de expansión térmica para el agua de formación y el petróleo son muy semejantes, por lo que las curvas de densidad para ambos son casi paralelas para un amplio rango de temperatura (Fig. 8).

En los decantadores o tanques de asentamiento donde son tratadas estas emulsiones a medida que las gotas de la fase dispersa agua-petróleo caen hasta conseguir la interfase, la fase continua (petróleo limpio) se mueve verticalmente en forma ascendente desde la entrada hasta la salida del tanque. Idealmente, la fase continua se mueve en un flujo pistón uniforme a una velocidad tal que no ocasiona arrastre de las gotas de la fase dispersa llamada velocidad de contra-flujo o velocidad de ascenso. Es decir, que el tamaño mínimo de las gotas dispersas debería dar una velocidad de separación un poco mayor que la velocidad de ascenso. Por tanto, es condición necesaria para que ocurra el proceso de deshidratación que se cumpla que:

$$\frac{Q_c}{A} < v_t$$

Donde:

Q_c = caudal de la fase continua.

A = área de la interfase suponiéndola plana.

v_t = velocidad de separación de la gota dispersa.

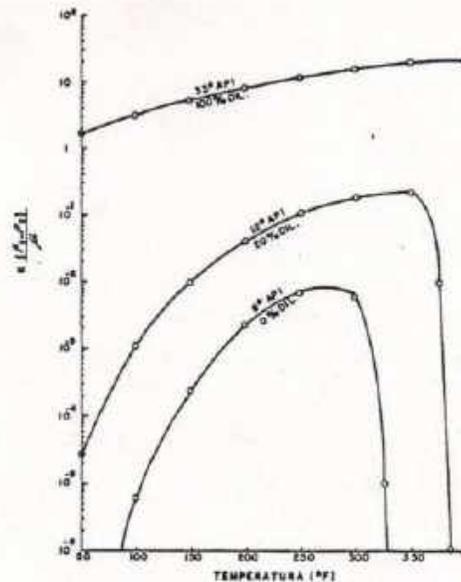


FIG7. INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA Y DIUICION DEL CRUDO EN LA VELOCIDAD DE SEDIMENTACION

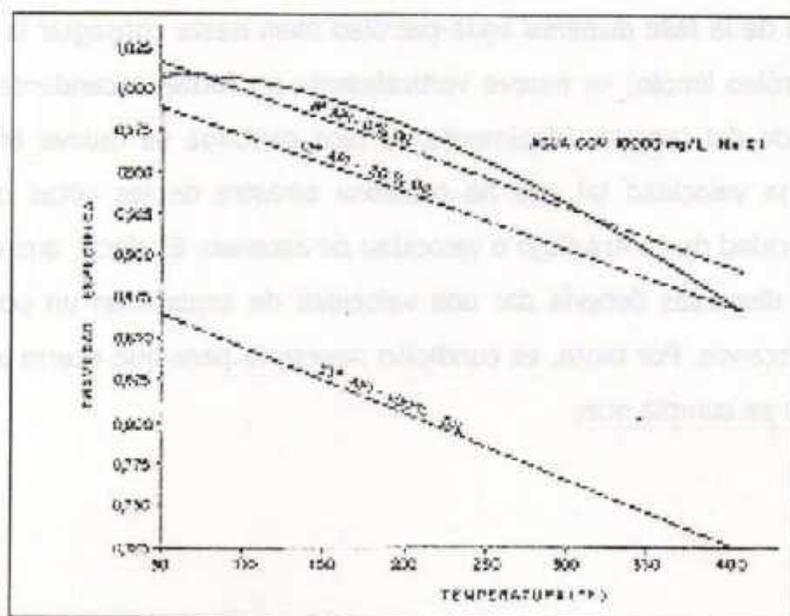


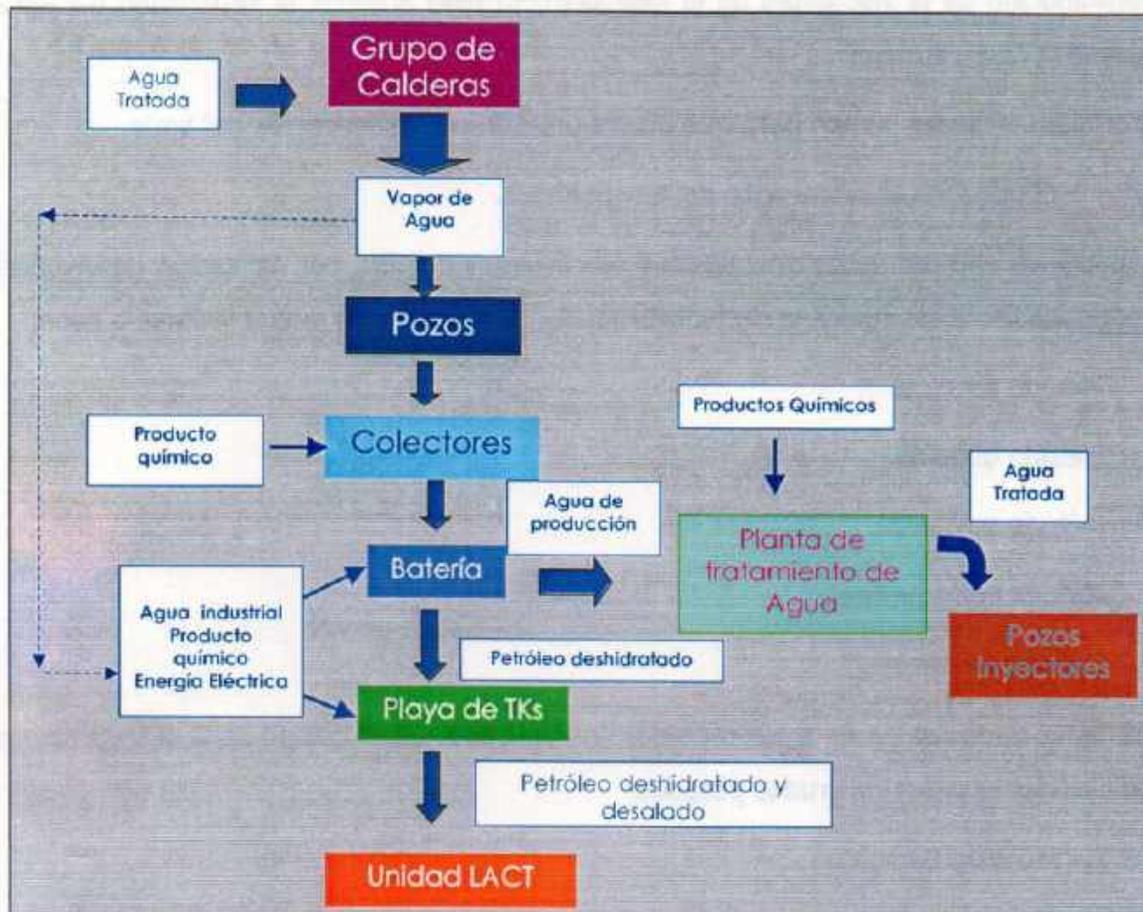
FIG.8 GRAVEDAD ESPECÍFICA Vs TEMPERATURA



POF INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA Y DENSIDAD DEL CRUDO EN LA VISCOSIDAD DE
DESHIDRATACIÓN

2.2.- Tratamiento de las emulsiones

Cuando se refiere al tratamiento de las emulsiones, simplemente se habla de los procesos que se han desarrollado para romperlas emulsiones y separar el petróleo limpio del agua, la arena, los sólidos químicos y otros sedimentos producidos con éste.



Las funciones que deben desempeñar los procesos de separación para controlar una efectiva desemulsificación de las emulsiones de petróleo, se pueden enumerar así:

1. Desestabilización y rompimiento de las emulsiones de petróleo tan pronto como sea posible después que ha sido formada y producida.
2. Separación del gas presente en la emulsión producida.

3. Promoción de la coalescencia de las gotas de agua para formar gotas grandes, las cuales precipitarán más rápidamente.
4. Disminución de la viscosidad de la fase petróleo para acelerar la separación del agua desde la fase petróleo.
5. Permitir suficiente tiempo para que ocurra una completa separación del agua.

2.2.1.- Métodos de tratamiento de emulsiones.

Las funciones anteriormente enumeradas son llevadas a cabo, por aplicación de diversos métodos mediante los cuales la deshidratación de petróleo-crudo puede llevarse a cabo:

- i) Método térmico.
- ii) Método químico.
- iii) Método mecánico.
- iv) Método convencional.
- v) Método eléctrico.

Usualmente combinación de estos métodos son aplicados en el campo para el tratamiento de emulsiones estables de crudos pesados.

2.2.1.1.- Método térmico

En el método térmico de tratamiento, el proceso involucra la aplicación de calor para romper las emulsiones agua-petróleo por efecto de una reducción en la tensión superficial de la partícula interfacial, debido a que:

- 1) aumenta la solubilidad del petróleo en el agente emulsificante y aumenta la dispersión del agente en la fase petrolífera,
- 2) reduce considerablemente la viscosidad del petróleo, lo cual promueve la separación por gravedad,

- 3) acelera la velocidad con que un compuesto químico demulsificador, se deposita en la interfase de las gotas de agua aumentando así la velocidad de acción del desemulsificante,
- 4) la aplicación del calor sobre el crudo aumenta la cantidad de energía en el sistema causando corrientes térmicas, las cuales promueven el choque entre las pequeñas gotas de agua al aumentar el movimiento Browniano de las mismas, lo que permite que colisionen, rompan la película y coalescan, y
- 5) también la aplicación de calor ocasiona una expansión de las gotas de agua debido al gradiente de temperatura y así asiste en la ruptura del agente emulsificante.

2.2.1.2.- Método químico

Existen dos fuerzas antagónicas en la interfase entre las fases de una emulsión:

- 1) la tensión superficial del agua, que permite a las gotas formar otras más grandes, las cuales cuando son suficientemente grandes precipitan debido a la fuerza de gravedad, y
- 2) la coherencia de la película del agente emulsificante que rodea a las gotas, tiende a evitar la unión de las mismas y aún después del choque entre ellas, tiende a permanecer entre las gotas y evita la coalescencia.

Químicamente el ataque sobre el agente emulsificante puede ser hecho por destrucción o por neutralización al convertirlo en una forma inefectiva para que las gotas de agua puedan unirse. Para esto, un agente desemulsificante debe ser adicionado que lo disuelva y entonces lo reemplace en la interfase debilitando o fragilizando la película y permitiendo la coalescencia de las gotas.

Los desemulsificantes son adicionados en los fluidos producidos para contrarrestar los efectos de los emulsificantes naturales del petróleo. Para que estos sean efectivos, deben ser distribuidos uniformemente a través de los fluidos producidos y estar en toda la interfase de la emulsión antes de ser tratados en los equipos de deshidratación.



2.2.1.3.- Método mecánico

El método mecánico de tratamiento es el más simple de todos los métodos y probablemente el menos estudiado. Este involucra el uso de deflectores arreglados e instalados dentro de los tanques de tratamiento, tal que permitan la desgasificación del fluido entrante, control de la dirección del flujo del fluido, control y límite de las corrientes térmicas y mejor promoción de la coalescencia de las gotas de la emulsión.

2.2.1.4.- Método gravitacional

El método gravitacional o de asentamiento es nada más que la utilización de la fuerza de gravedad para hacer su papel de sedimentación de las gotas.

Este es una función del tiempo y es dependiente del grado de estabilidad de la emulsión. Se utiliza principalmente para separar el agua libre producida con el petróleo .

En la Fig. 9, se muestra una instalación típica para tratamiento de emulsiones por medios químicos en frío con un tanque de almacenamiento utilizado como asentador para drenar el agua libre.

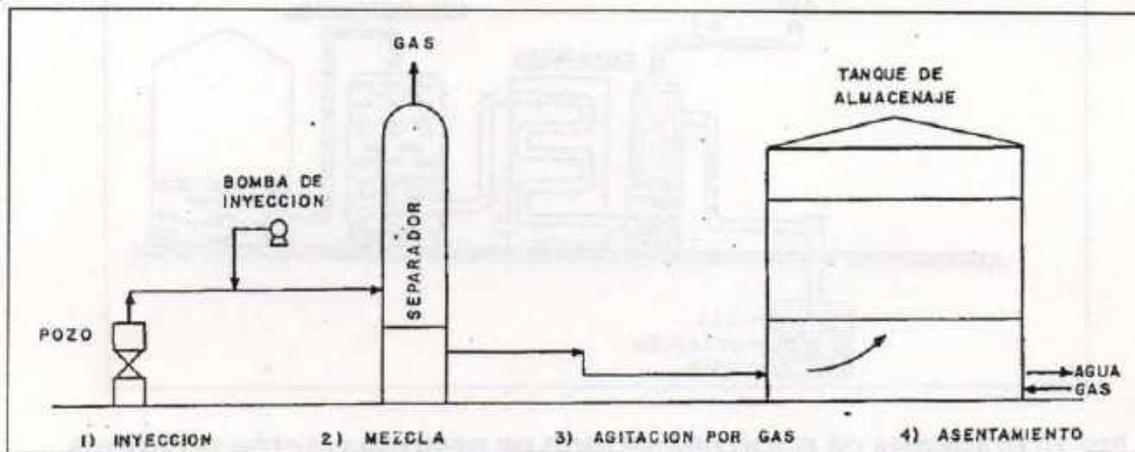


FIG.9 INSTALACIÓN TÍPICA PARA TRATAMIENTO DE EMULSIONES EN FRÍO

2.2.1.5.- Método eléctrico

El método eléctrico de tratamiento de emulsiones de petróleo involucra el uso de campos eléctricos o electrostáticos con el propósito de causar que las pequeñas gotas dispersadas se muevan, colisionen y coalescan.

El fenómeno es producido debido a que las partículas suspendidas en un medio con una constante dieléctrica más baja, como es el caso del agua en petróleo, son atraídas entre si, cuando se forma un campo eléctrico de alto voltaje en el sistema. Mientras mayor

resistividad tenga el medio (petróleo) es mayor el esfuerzo eléctrico que puede sostener sin romperse y por lo tanto, las fuerzas que producen la coalescencia son mayores.

Los procesos de deshidratación eléctrica requieren considerablemente mayor temperatura que los procesos químicos. Debido a esta mayor temperatura, el proceso es siempre desarrollado bajo presión, lo cual es ventajoso en los casos de excesiva vaporización del crudo.

En las Figs. 10, 11 y 12 se muestran esquemas típicos de deshidratación por métodos eléctricos, químicos y térmicos.

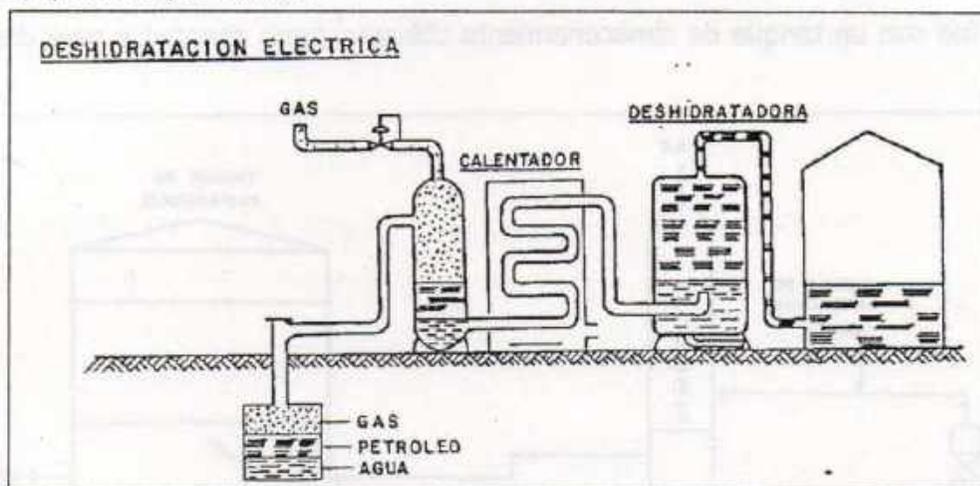


FIG.10 DIAGRAMA DE FLUJO DEL MÉTODO DE DESHIDRATACIÓN ELÉCTRICA

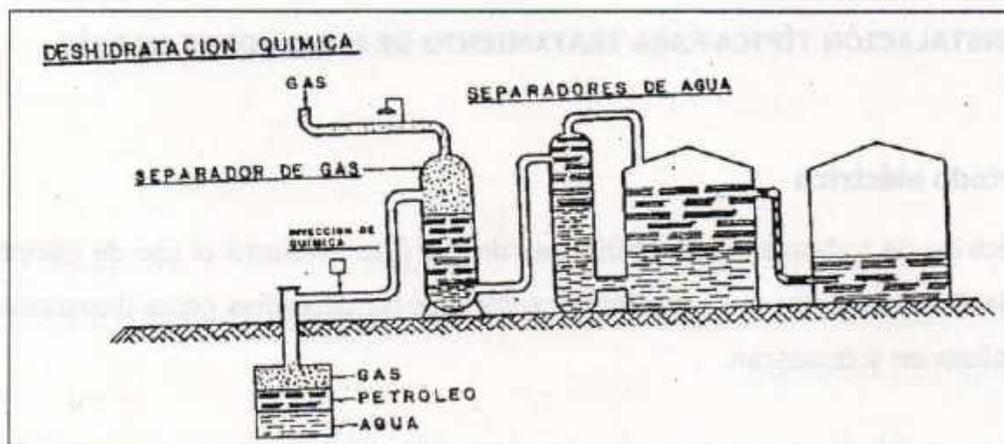


FIG.11 DIAGRAMA DE FLUJO DEL MÉTODO DE DESHIDRATACIÓN QUÍMICA

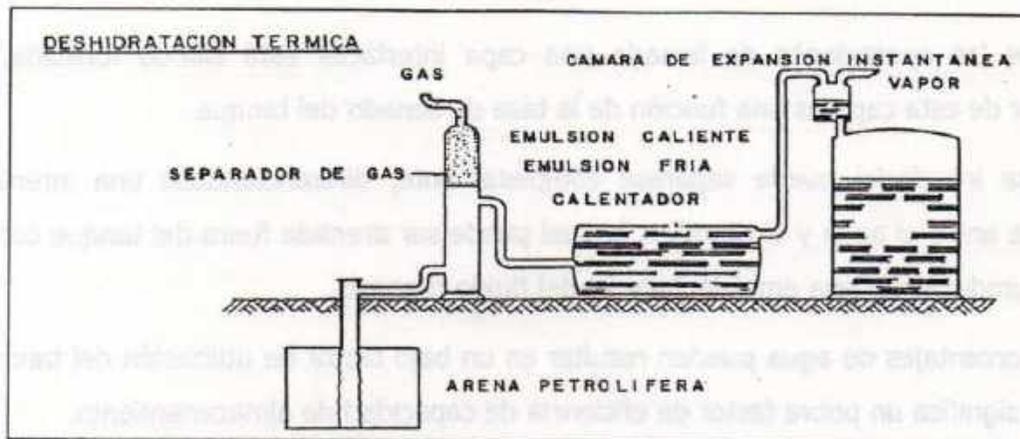


FIG.12 DIAGRAMA DE FLUJO DEL MÉTODO DE DESHIDRATACIÓN TÉRMICA

2.3.- Deshidratación estática

La deshidratación estática comprende el método de tratamiento gravitacional o de asentamiento, acompañado en muchos casos de tratamiento químico y calentamiento. Este tipo de deshidratación se lleva a cabo en baches o por carga y es conocido como el método de llenado-sedimentación-drenaje y bombeo. Esto significa que el petróleo después que se ha llenado el tanque es dejado estático para que sedimente el agua contenida en él.

Muchos tanques de almacenamiento son usados como tanques de asentamiento, tienen la entrada en el fondo con ninguna disposición para distribución del flujo sobre el plano del tanque. Los tanques en este sistema están constantemente en un estado de disturbio durante las operaciones de llenado. Además, todo el gas que se desprende tiene que fluir a la superficie, lo cual perturba el proceso de sedimentación. Es difícil visualizar el comportamiento del flujo en el tanque de almacenamiento durante las operaciones de llenado. Sin embargo, los siguientes puntos deben ser considerados cuando los tanques de almacenamiento son usados como tanques de asentamiento:

La tasa de llenado del tanque (velocidad de ascenso del fluido) no debe exceder la velocidad de sedimentación para un cierto tamaño de gota, a fin de reducir el tiempo de sedimentación.

1. Durante las operaciones de llenado una capa interfacial está siendo formada. El espesor de esta capa es una función de la tasa de llenado del tanque.
2. La capa interfacial puede separarse completamente, diferenciándose una interfase definida entre el agua y el petróleo, la cual puede ser drenada fuera del tanque con el agua, produciendo una emulsión severa del fluido drenado.
3. Altos porcentajes de agua pueden resultar en un bajo factor de utilización del tanque, lo cual significa un pobre factor de eficiencia de capacidad de almacenamiento.
4. El líquido de entrada en el tanque debe ser una emulsión desestabilizada para evitar re-tratamientos costosos de la carga recibida.
5. El agua producida es corrosiva, lo que aumentará los costos de mantenimiento.

Investigaciones llevadas a cabo en varios tanques de almacenamiento en los terminales de petróleo han indicado claramente que la capa interfacial creada durante las operaciones de llenado no sedimentan completamente y tienen un espesor de 1,20 mts (4 pies). Muchos de estos son drenados a unos separadores API o se conserva la emulsión dentro del tanque para tratarla nuevamente.

2.4.- Deshidratación dinámica

La deshidratación dinámica es un método continuo de tratamiento de petróleo, también conocido como método de tanques de lavado. Constantemente entra al tanque de lavado petróleo emulsionado por el fondo y sale por el tope petróleo limpio con menos del 1% de agua. Este método fue desarrollado para flujos de crudos pesados por las siguientes razones:

1. Mejor separación.
2. Menos requerimientos de capacidad de almacenamiento.
3. Un proceso continuo resulta a menudo en menos fuerza hombre y supervisión.
4. Promueve la coalescencia de las pequeñas gotas de agua, lo cual debería resultar en una mejor separación del petróleo y el agua y también en menos consumo de química.

5. El efluente de agua drenada es menos contaminado con emulsión.
6. Menos equipo asociado para el tratamiento de la emulsión y el efluente de agua.
7. Un petróleo mejor desgasificado entrando a los tanques de almacenamiento contribuye a operaciones más seguras en la playa de tanque.

2.4.1.- Principios del proceso de tanques de lavado

Los tanques de lavado han sido diseñados para promover la separación de agua y petróleo mediante la promoción de una condición favorable, tal que cada gota pueda ser absorbida por contacto con un gran volumen del mismo tipo de agua. Por distribución de estas gotas sobre la mayor área posible deben separarse todas cercanamente al petróleo y el agua.

Las minúsculas gotas de agua in-coalescente que permanecen en el petróleo no deberán excederse de las especificaciones de embarque.

En los tanques de lavado se pueden diferenciar tres zonas:

- i) Una zona de agua en el fondo o colchón de agua, donde entra la emulsión petróleo-agua y es lavada promoviendo coalescencia de las gotas, separándose el agua libre.
- ii) La zona intermedia o interfase donde las gotas de agua una vez que coalescen, sedimentan desprendiéndose de la fase petróleo que asciende, y
- iii) la zona de petróleo, donde el petróleo sube ya con mínima cantidad de agua, saliendo del tanque limpio (con menos de 1% de agua) por gravedad (Fig. 13).

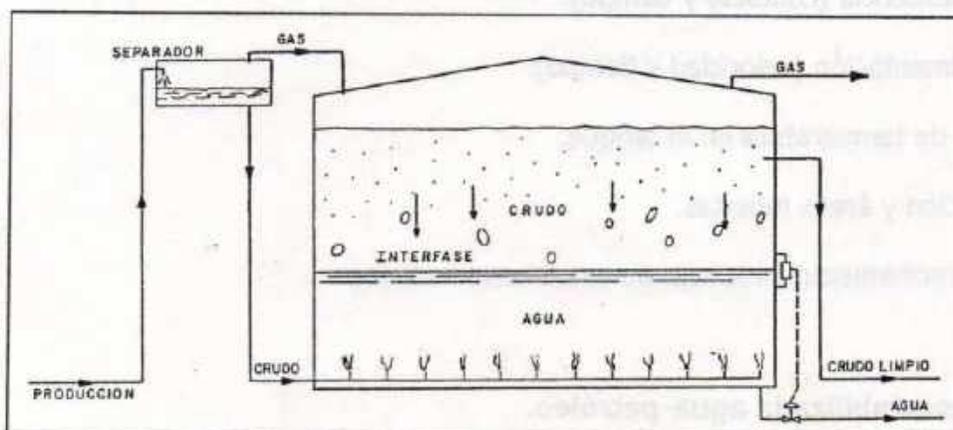


FIG. 13 ESQUEMA DEL TANQUE DE LAVADO

Los inconvenientes para lograr una eficiente separación por gravedad en los tanques de lavado pueden ser causados por los siguientes factores:

- a) la presencia de gas.
- b) Altas velocidades de flujo a través de los calentadores, líneas del sistema de la playa de tanques y entrada de los tanques.
- c) Re-emulsificación debido a las caídas de presión inesperadas en las instalaciones del proceso.
- d) Perturbaciones en los procesos de sedimentación debido a las corrientes por convección como resultado de los cambios de temperatura ambiente.
- e) Diferencia por gravedad causados por cambios en la temperatura en el fluido de entrada creada por la canalización en los tanques de lavado.
- f) Recirculación de emulsión drenada recuperada desde otras instalaciones.
- g) Flujos más altos que los que fueron asumidos para el diseño de instalación.

De aquí que los principios básicos para lograr un eficiente funcionamiento de los procesos con tanques de lavado son:

1. Emulsión desestabilizada agua-petróleo.
2. Facilidad para desgasificación.
3. Permitir la coalescencia (contacto y tiempo).
4. Permitir la sedimentación (velocidad y tiempo).
5. Evitar cambios de temperatura en el tanque.
6. Evitar canalización y áreas muertas.
7. Facilidad para recibimiento y manejo de emulsiones tratadas.

1.- Emulsión desestabilizada agua-petróleo.

La corriente de entrada en cualquier tanque de lavado o sedimentación debe estar en un estado desestabilizado debido a que ningún proceso toma lugar en estos tanques. Ellos solo proveen una facilidad para la coalescencia y sedimentación.

Puede ocurrir que la inyección de química falle y una emulsión estable sea recibida en el tanque. Es por ello recomendable muestrear la corriente de entrada a intervalos frecuentes y corregir esta situación en el campo. De manera de reducir alguna condición indeseada en el tanque, bombas dosificadoras deben ser instaladas cerca del tanque de lavado para inyectar desemulsificante adicional.

Sería útil que el tanque de lavado pueda manejar tales condiciones por medio de una zona buffer antes de que el ciclo de lavado tome lugar. La entrada de la alimentación en la mayoría de los tanques de lavado está en la sección de agua con lo cual entonces rápidamente se distorsiona el proceso.

2.- Facilidades para desgasificación.

El flujo de entrada de crudo frecuentemente está cargado de gas libre, resultado del bombeo desde los separadores gas-petróleo en las estaciones de producción. Este gas saldrá fuera de solución cuando la presión del sistemas cae. Si la corriente de petróleo es calentada en el tanque, derivados livianos son vaporizados y más gas sale de solución.

De la eficiencia de separación del gas y el petróleo depende la quietud del fluido en la sección de sedimentación. Es imperativo que no ocurra escape de gas en solución o libre en esta zona para evitar turbulencia y movimientos.

Por esto frecuentemente es adicionado al sistema un separador de gas o separador atmosférico. Este separador puede estar colocado fuera o dentro del tanque. Consiste en una tubería de gran diámetro en posición vertical.

La entrada del separador está normalmente encima del nivel del líquido del tanque. La sección del tope que contiene el gas separado desde el petróleo y es conectado al tope del

tanque, de donde se une a un sistema de venteo. El fondo del separador está conectado a la alimentación en el fondo del tanque. Es difícil medir la eficiencia de la separación en los separadores de gas.

3.- Permitir la coalescencia (contacto y tiempo)

La coalescencia de las gotas de agua comienza a ocurrir después que el desemulsificante ha sido inyectado y apropiadamente mezclado con el crudo emulsionado en la línea de flujo o línea de transferencia de petróleo, donde a las gotas de agua se les dá suficiente oportunidad de colisionar y caer.

El flujo total de petróleo y agua (emulsión desestabilizada) entrará en la sección de agua de un tanque de lavado convencional, por dispersión apropiada o distribución en la mayor área posible, cada gota de agua puede ser absorbida por contacto con un gran volumen del mismo tipo de agua. El flujo ascendente de petróleo puede cargar pequeñas gotas de agua in-coalescentes, las cuales entonces tienen que sedimentar por gravedad en la sección de sedimentación después de la sección de agua (lavado).

La coalescencia de las gotas y la separación del agua y petróleo toma lugar a una cierta altura en el tanque, la cual es conocida como una capa interfacial entre el agua y la sección final de sedimentación y no en la sección de agua como generalmente es asumido.

La eficiencia de la coalescencia durante la fase de lavado fluyendo a través de la capa interfacial, depende principalmente de la distribución sobre la mayor área posible y de la velocidad de ascenso del petróleo. Cuando la velocidad de ascenso es mayor que la velocidad de ciertos tamaños de gotas (Ley de Stokes), es obvio que las gotas de agua permanecerán en el petróleo y no tendrán oportunidad de entrar en contacto con el agua disponible en la capa interfacial.

El espesor de la capa interfacial depende de la gravedad del petróleo, la viscosidad de la emulsión, la temperatura de tratamiento, el tamaño y distribución de las gotas de agua, la efectividad del desemulsificante, la presencia de sólidos y la velocidad de ascenso de flujo, etc. El espesor de la capa puede variar entre 1 a 3 metros (3 a 10 pies).

4.- Permitir la sedimentación (velocidad y tiempo)

Como ya se explicó anteriormente, la ley de Stokes dará la velocidad de sedimentación para un tamaño de gota de agua específico, la cual debe ser retenida en el tanque de manera de obtener una calidad de petróleo aceptable con un límite de porcentaje de agua. Por esto, al dimensionar un tanque de lavado debe ser usada la velocidad de flujo ascendente de diseño, lo cual determinará el tipo de patrón de flujo de ascenso en el tanque. Es posible visualizar en el rebalse de crudo al centro cerca de tope del tanque que el patrón de flujo óptimo sobre la capa interfacial tiene forma de cono, como se muestra en la Fig. 14-a.

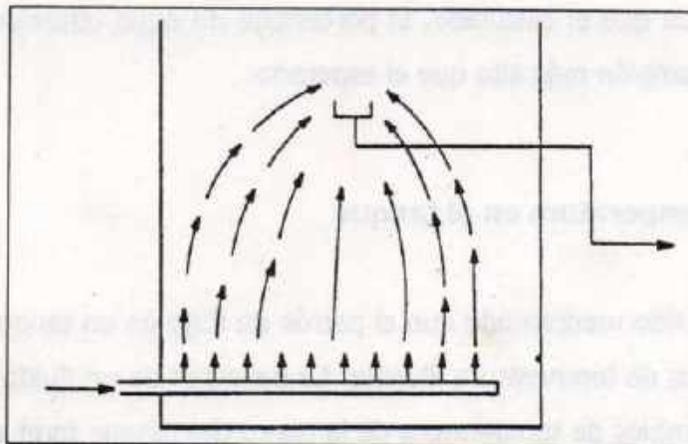


Fig 14a) PATRÓN DE FLUJO DENTRO DEL TANQUE EN FORMA CÓNICA, QUE MINIMIZA ÁREAS MUERTAS

Este patrón de flujo al ser influenciado por la presencia de gas en el líquido y los cambios de temperatura diurnos resulta en un patrón de flujo como el que se muestra en la Fig. 14-b.

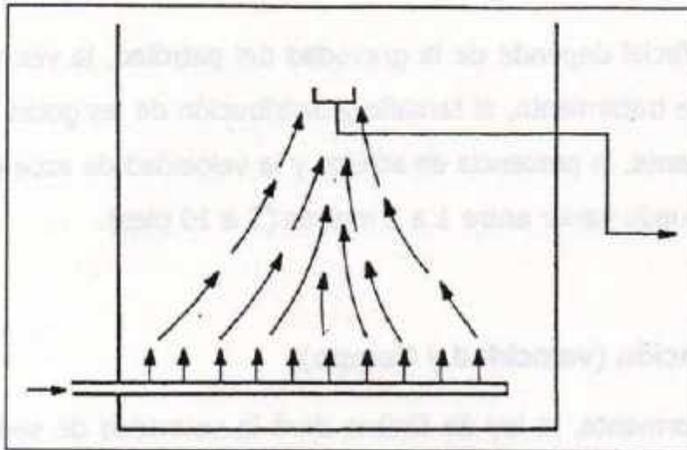


Fig 14b) PATRÓN DE FLUJO DENTRO DEL TANQUE INFLUENCIADO POR PRESENCIA DE GAS O CORRIENTES TÉRMICAS CREANDO CANALIZACIÓN DE PETRÓLEO EN EL CENTRO Y ÁREAS MUERTAS

El patrón de flujo ascendente actual sobre la sección transversal total del tanque es por esto no paralelo y áreas muertas son creadas, las cuales no contribuyen a la etapa de sedimentación. Esto resulta en una velocidad de ascenso de flujo más alta con mucho menos tiempo de residencia que el calculado. El porcentaje de agua obtenido a la salida de petróleo es por tanto, también más alto que el esperado.

5.- Evitar cambios de temperatura en el tanque

En el punto anterior ya ha sido mencionado que el patrón de flujo en un tanque puede ser influenciado por los cambios de temperatura diurnos. La densidad de un fluido es afectada por la temperatura. Los cambios de temperatura de la pared del tanque también cambiará la temperatura del fluido cerca de la pared, lo cual influenciará en el patrón de flujo debido a las corrientes de convección cerca de la periferia del tanque. Como resultado de esto, un flujo hacia abajo en esta área puede ser visualizado, lo, cual agrava la canalización como se muestra en la fig. 14-b.

La velocidad de flujo ascendente cerca del centro del tanque será incrementada como consecuencia de esto, lo cual afecta la sedimentación de las pequeñas gotas de agua in-

coalescentes. El contenido de agua en la salida del petróleo es frecuentemente más alto durante las noches y en las estaciones de lluvia, la temperatura de la emulsión entrante (desde las líneas de flujo y recolección) son también influenciadas. El uso de calentadores en el sistema también puede ocasionar pequeñas variaciones en la temperatura de la emulsión entrante. Todas estas fluctuaciones de temperatura deben ser evitadas tanto sea posible, ya que ellos afectan el patrón de flujo en el tanque y la eficiencia de los procesos de sedimentación.

6.- Evitar canalización y áreas muertas

De manera de minimizar áreas muertas en los tanques, varios tipos de distribuidores y estructuras internas, tales como compartimientos, placas deflectadoras, distribuidores de entrada en U, casquetes de entradas tipo burbujas, comportamientos en forma de espiral dentro del tanque, etc, han contribuido a mejoras evidentes en el patrón de flujo por incrementos en el tiempo de residencia actual y por reducción de la canalización de fluido.

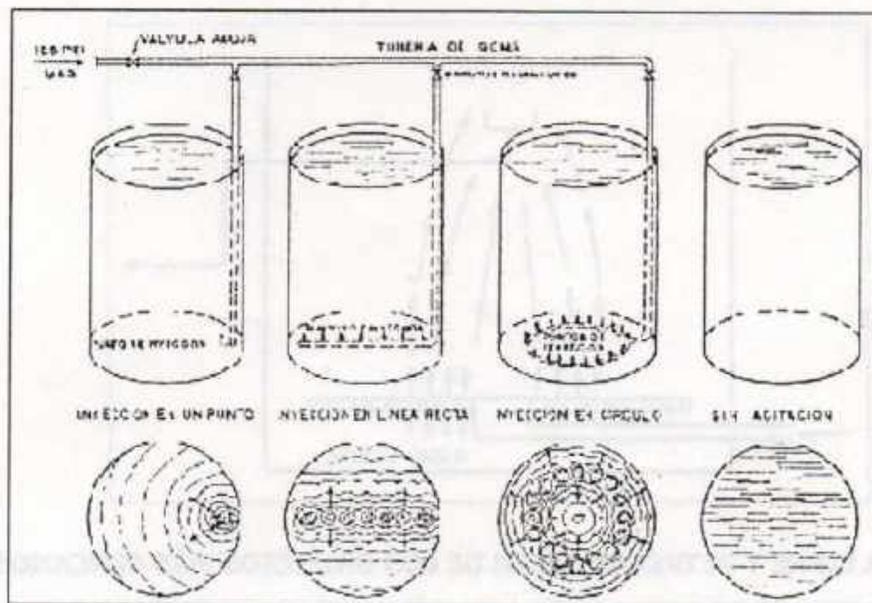


FIG.15 EFECTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

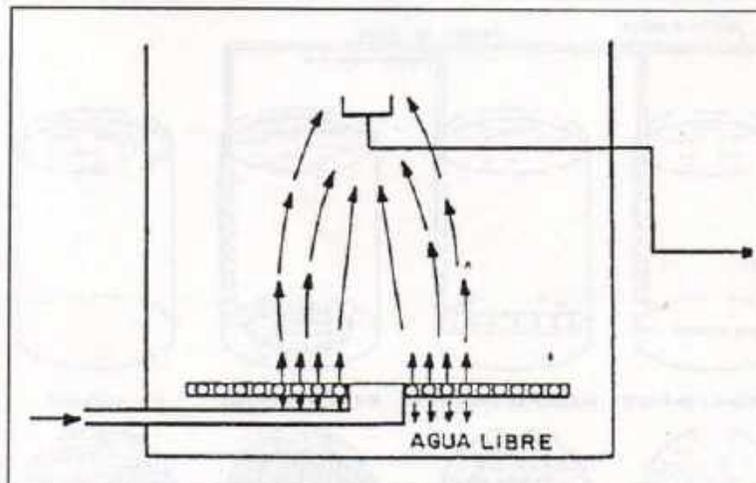
En la Fig. 15 se muestra gráficamente, la acción de varios sistemas de distribución, resultados de un experimento piloto llevado a cabo con tanques modelos con capacidad

de cinco galones de petróleo a los cuales se les inyectó gas natural a una tasa de inyección controlada. A uno de los tanques se le dejó asentar sin agitación mientras que a los otros tres se les dió agitación inyectando gas en diferentes formas:

- (1) en un punto sencillo de inyección,
- (2) por inyección múltiple en línea recta
- (3) por inyección múltiple en círculo

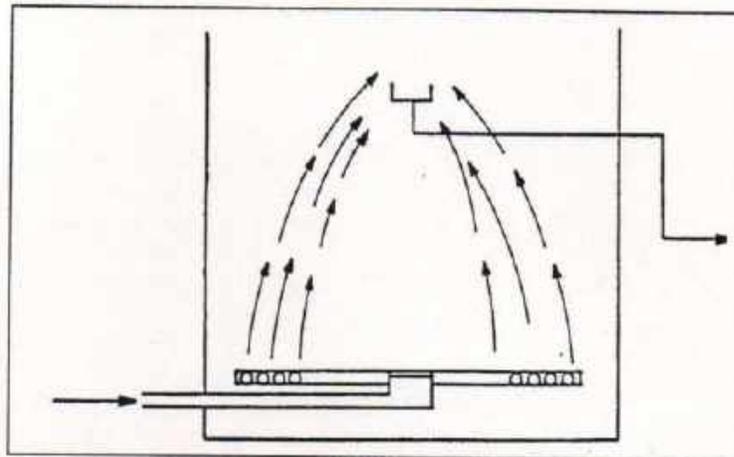
De lo que pudo ser concluido que la inyección en círculo da mejores resultados debido a que la distribución de la alimentación en un círculo radial evita que la densidad de flujo en el centro del tanque sea mayor que cerca de la periferia no ocasionando canalización.

Otro punto que debe ser considerado en los sistemas de distribución es cuando el agua libre está presente en el flujo laminar de entrada. El agua libre estará en el fondo a la mitad de la línea entrante y el petróleo en la otra mitad, por lo que el agua libre saldrá del sistema de distribución en el área más cercana a las ramificaciones de entrada (ver Fig. 16-a).



a) EL AGUA LIBRE Y PETRÓLEO SALEN DE LOS ORIFICIOS MÁS CERCANOS A LAS RAMIFICACIONES DE ENTRADA PRODUCIÉNDOSE CANALIZACIÓN EN EL TANQUE

Cuando las salidas están en el fondo de las líneas del distribuidor, lo cual es lo más común, la emulsión es entonces distribuida al final del sistema esparcidor (Fig. 16-b), lo que resulta en distribución del flujo en la mayor área seccional del tanque disminuyendo áreas muertas.



- b) EL DISEÑO DEL DISTRIBUIDOR DEBE SER TAL, QUE PERMITA LA SALIDA DE LA EMULSIÓN HACIA LA PERIFERIA DEL TANQUE, EVITANDO ASÍ ÁREAS MUERTAS Y CANALIZACIÓN

FIG.16 DISTRIBUCIÓN DEL FLUJO DE ENTRADA

Las líneas de drenaje de agua cuando están localizadas cerca del área de flujo del agua de alimentación, también pueden influir en la distribución del líquido de entrada por creación de un flujo preferencial (efectos de succión), por lo que es importante considerar el sistema de drenaje de agua y la localización de los puntos de drenaje en el diseño del sistema distribuidor de la entrada, a fin de evitar canalización o flujos preferenciales que reduce el tiempo de residencia del agua en la sección de lavado del tanque ocasionando un contenido mayor de petróleo en el efluente de agua.

PRODUCCION II

2005

TEMA VI

TRATAMIENTO

QUIMICO --

DESALACION

Carrera de Ingenieria de Petroleos
Facultad de Ingeniería
U.N.C.

Tratamiento químico

Sabemos que las emulsiones se forman y estabilizan por la acción de agentes emulsionantes que actúan en la interfase de ambos fluidos, actuando sobre la tensión interfacial. En las emulsiones de agua en petróleo, los agentes emulsionantes típicos son sustancias coloidales asfálticas de naturaleza oleófila. Si introducimos otras sustancias que se concentre en la interfase y actúe en oposición a la acción del agente emulsionante, provocaremos la ruptura de la emulsión. Ello puede ocurrir de cuatro maneras:

- a) Transformación del agente emulsionante en hidrófilo
- b) Actuando sobre la tensión superficial del agua que a su vez altera la tensión interfacial.
- c) Agregando un electrólito que anule las cargas de las gotas favoreciendo su coalescencia al no haber más repulsión eléctrica.
- d) Si el agente emulsionante es un agente químico coloidal, el agregado de un floculante le hará perder su efecto.

Son varios los productos desenmulsionantes disponibles en el mercado. Algunos son solubles en agua y otros en petróleo; unos líquidos y otros sólidos. Por ejemplo: ácidos fénicos, cresílicos, oléicos o esteáricos. También ácido sulfúrico y otras sustancias saponificantes. Estos componentes difunden partículas coloidales que se fijan en la interfase anulando el efecto de las sustancias emulsificantes.

El tipo de desenmulsionante y la dosificación se deben determinar luego de ensayos de

laboratorio. En el Ejemplo N° 1 se da un ensayo de laboratorio para distintos tipos de productos (DEM 3010, 3015, 3060, 3070 3090, mezcla de RA 1549 y DBM 9081, agregado de RT 10) y la muestra testigo, para determinar el producto de mejor comportamiento para el tipo de crudo a tratar. Del análisis del ensayo se observa que la muestra blanco (sin producto), separó al cabo de 12 hs. solamente el 11%. Con el agregado de RT-10, en exceso, corta rápidamente. El test arrojó como resultado que el mejor es el DEM 3060 con dosificación de 20 a 30 ppm. Luego hay un ensayo del petróleo remanente y la interfase con un solvente que en este caso es Xileno para determinar que porcentaje de agua queda, y con el producto seleccionado son trazas. La curva siguiente grafica la velocidad de decantación entre el producto que se estaba usando y el nuevo (DEM 3060), que para 30 ppm es más rápido, aunque presenta el mismo resultado final. Posteriormente se presenta la hoja de seguridad con las características y precauciones del nuevo producto.

El lugar de dosificación puede ser:

- a) en la línea de producción, por medio de bombas dosificadoras ubicadas en el campo. El calentamiento de la emulsión se realiza en baterías en tanques calefaccionados con serpentines de vapor o tubos de fuego e ingresando la emulsión por la parte inferior del tanque para que atraviese el colchón de agua y con difusores de fondo para que no se canalice.
- b) agregada en el fondo del pozo, por el espacio anular.

La proporción usada depende del tipo de

PLANILLA DE ENSAYO DE PRODUCTOS QUIMICOS

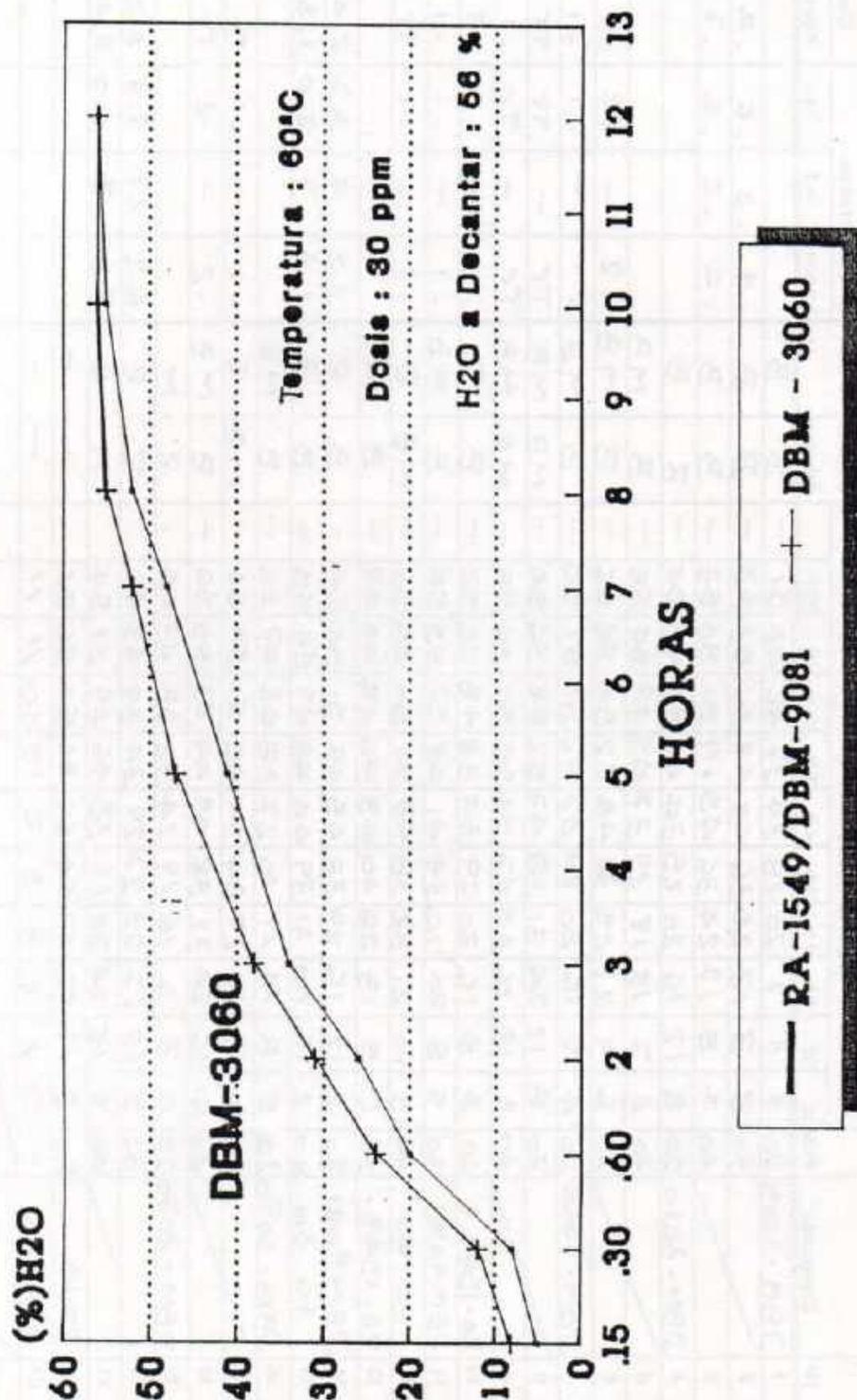
Ejemplo N° 1

| N° | Compuerto | PPM 15' | Datos de decantación | | | | | | | | | | | | Calidad del agua | Interfase | Solvente | | | Total | |
|----|---------------------|---------------|----------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|------|------|------------------|-----------|--------------------|------|------|-------|-------|
| | | | X, Peno | | | | | | | | | | | | | | Corte de interfase | | | | Total |
| | | | 30' | 1h | 2h | 3h | 4h | 5h | 6h | 8h | 10h | 12h | Agua | Sed. | | | Total | Agua | Sed. | | |
| 1 | DBM-3015 | 20 | 1 | 7 | 20 | 28 | 34 | 37 | 42 | 48 | 51 | - | B | B | .4 | .2 | .6 | .8 | .3 | 1.1 | |
| 2 | DBM-3015 | 30 | 3 | 12 | 25 | 36 | 42 | 48 | 51 | 53 | 53 | - | B | B | .6 | .2 | .8 | .7 | tr | .7 | |
| 3 | DBM-3010 | 20 | 8 | 16 | 20 | 25 | 34 | 41 | 43 | 48 | 54 | - | R | B | .2 | - | .2 | .3 | - | .3 | |
| 4 | DBM-3060 | 20 | 4 | 18 | 29 | 37 | 45 | 49 | 54 | 56 | 56 | - | B | MB | .1 | - | .1 | .1 | - | .1 | |
| 5 | DBM-3060 | 20 | 5 | 16 | 20 | 24 | 37 | 42 | 51 | 51 | 56 | - | B | MB | Tr | - | Tr | Tr | - | Tr | |
| 6 | DBM-3060 | 30 | 8 | 24 | 31 | 38 | 47 | 52 | 56 | 56 | 56 | - | MB | MB | Tr | - | Tr | .1 | - | .1 | |
| 7 | ZA-1549 + | 20 | 3 | 16 | 20 | 29 | 34 | 38 | 48 | 52 | 52 | - | B | B | .2 | - | .2 | .3 | - | .3 | |
| 8 | DBM 9081 | 30 | 5 | 20 | 26 | 34 | 41 | 48 | 52 | 55 | 56 | - | B | MB | .1 | - | .1 | .1 | - | .1 | |
| 9 | 60.40 | 40 | 5 | 21 | 32 | 38 | 43 | 50 | 54 | 56 | 56 | - | MB | E | .1 | - | .1 | Tr | - | Tr | |
| 10 | RA-1549 + | 20 | 0 | 5 | 13 | 28 | 40 | 43 | 46 | 48 | 49 | - | B | R | 3.2 | .4 | 3.7 | 2.4 | .8 | 3.2 | |
| 11 | DBM 9081 | 30 | 3 | 12 | 16 | 29 | 38 | 45 | 48 | 51 | 54 | 54 | - | B | R | 1.3 | .7 | 2.0 | 1.8 | .6 | 2.4 |
| 12 | 70.30 | 40 | 2 | 16 | 20 | 31 | 39 | 44 | 48 | 49 | 54 | 55 | - | B | B | - | - | - | - | - | - |
| 13 | DBM-3090 | 20 | 5 | 8 | 14 | 19 | 20 | 27 | 38 | 42 | 49 | 56 | - | B | MS | .1 | - | .1 | Tr | - | Tr |
| 14 | DBM-3090 | 30 | 7 | 12 | 21 | 29 | 34 | 39 | 46 | 51 | 54 | 56 | - | MB | E | .2 | - | .2 | Tr | - | Tr |
| 15 | DBM-3070 | 20 | 0 | 3 | 7 | 16 | 19 | 24 | 32 | 38 | 43 | 45 | - | R | M | 6.2 | 1.1 | 7.3 | 5.2 | 1.4 | 6.6 |
| 16 | DBM-3070 | 30 | 5 | 15 | 17 | 23 | 27 | 29 | 34 | 37 | 45 | 47 | - | R | B | 3.2 | .8 | 4.0 | 3.4 | Tr | 3.4 |
| 17 | 2T-10 | Exc | 3 | 17 | 42 | 47 | 54 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 18 | 3Rauco | - | 0 | 1 | 3 | 5 | 8 | 10 | 10 | 10 | 11 | 11 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

Fecha: 12/05/93
 Compañía: A-A
 Yacimiento:
 Tipo de Bomba: Mecánico
 Químico: DBM-3015, 3010, 3060, 3090, 3070, ZA-1549-DBM 9081
 % total de agua: 56%
 Temperatura: 60°C
 Volumen: 100 ml
 Solvente: X, P, A
 Agitación: X, 200
 Ensayado por: M-N

AREA :

ENSAYO N°1



Velocidad de Decantación vs Tiempo

Fecha:

N/Ref:

MENDOZA, Mayo 31 de 1977

Su Ref:

HOJA DE SEGURIDAD

1) IDENTIFICACION DEL PRODUCTO

Nombre : DDM - 3060

Uso : Deseulsionante y Desalante.

Descripción Química : Resinas de alquifeno1 - formaldehido modificadas con óxido de etileno y/o propileno y poliglicoles en una base de alcoholes y solventes aromáticos.

2) COMPONENTES PELIGROSOS Y VALOR LIMITE DE TOLERANCIA (T.L.V)

Ectanol : 200 ppm (piel).

Hydrocarburo aromático pesado: 100 ppm.

3) INFORMACION FISICA TIPICA

Apariencia : liquido.

Densidad a 20°C (gr/ml) : 0,92 +/- 0,05.

Punto de escurrimiento (°C) : inferior a -20.

Viscosidad a 20°C (Cst) : inferior a 50.

Solubilidad : soluble en petróleo.

4) INFORMACION SOBRE PELIGROS DE INCENDIO Y EXPLOSIONES

Punto de inflamación : aproximadamente 10°C.

Medios de extinción de incendios : CO₂, polvo seco u espuma.

Procedimientos especiales en caso de incendios : usar equipo autónomo con suministro de aire.

5) INFORMACION SOBRE RIESGOS PARA LA SALUD Y EFECTOS DE LA
~~~~~  
SOBRE EXPLOSION  
~~~~~

Inhalación : la exposición prolongada puede causar náuseas, dolor de cabeza e irritación en las vías respiratorias.

Contacto con piel y ojos : Irritación moderada.

Ingestión: puede provocar severos trastornos gastrointestinales.

6) PROCEDIMIENTOS DE EMERGENCIA Y PRIMEROS AUXILIOS
~~~~~

Evitar el contacto con la piel. Lavarla con abundante agua y jabón. Lavar los ojos con abundante agua durante 15 minutos y pedir asistencia médica inmediata.

Evitar aspirar los vapores. Trasladar al afectado al aire libre y suministrarle oxígeno si fuera necesario. Si la exposición fue seria o los síntomas persisten, pedir asistencia médica.

Si se ingiere, no inducir vómitos. Suministrar atención médica inmediata.

7) INFORMACION SOBRE REACTIVIDAD  
~~~~~

Estabilidad : es estable.

Incompatibilidad : con oxidantes fuertes.

Polimerización : no ocurre.

Productos de descomposición : no produce.

desenulsionante y de las características de la emulsión, pero se puede empezar con una dosificación 20 ppm y variándola en función de los resultados.

5-Centrifugación y filtración

Son técnicas de laboratorio de poca aplicación en campo por lo dificultoso de su implementación .

DESALACION

Otro de los elementos indeseables del crudo para su comercialización son las sales. Se eliminan para evitar corrosión e incrustaciones en los circuitos por donde circula el petróleo. El proceso se realiza por lavado del petróleo con agua dulce, ya sea inyectándola en los oleoductos o pasando el petróleo a través de un colchón lavador. Normalmente se usan los dos sistemas en serie. El petróleo pasa a través de un colchón de agua dulce de un tercio de la altura del tanque, que se renueva constantemente para evitar la saturación de este con sales. Los colchones saturados no desalan. El fundamento está en un intercambio iónico que se produce en el colchón, pasando las sales de las gotitas de agua del petróleo al agua del colchón y disminuyendo su concentración. Para ello se deben cumplir una serie de normas como son:

-temperatura para disminuir la viscosidad y favorecer el contacto de las gotas.

- producto químico para disminuir la tensión interfacial.
- renovación permanente del colchón con agua dulce.
- tiempo de residencia del petróleo en el tanque suficiente como para que la velocidad ascensional de este en el tanque no sea superior a 1 metro lineal por hora.
- Buena difusión del petróleo en el colchón, para lo cual el tanque debe tener placas deflectoras que obliguen al petróleo a seguir un camino tortuoso a través del colchón.

A veces se hace pasar el petróleo a través de varios colchones pues se ha demostrado que las sucesivas pasadas de un crudo por colchones lavadores, lavado en cascada, es más efectivo que hacerlo pasar por un solo colchón que sea la suma de los colchones individuales. Como norma se toma como valor máximo de salinidad del crudo para ser comercialmente apto no más de 100 grs/m³, expresado como cloruro de sodio (Cl Na).

El fundamento matemático que vincula el lavado con los volúmenes de agua y las salinidades es como sigue:

-para saber la salinidad de un petróleo tratado sin agua de lavado podemos utilizar cualquiera de las siguientes fórmulas:

1) si tenemos base petróleo:

$$\text{contenido sal en crudo tratado} = \frac{(\% \text{ agua crudo tratado}) \times (\text{salinidad crudo sin tratar})}{\% \text{ agua crudo sin tratar}}$$

2) si tomamos base agua:

$$\text{contenido sal en crudo tratado} = \frac{(\% \text{ agua crudo tratado}) \times \frac{(\% \text{ agua crudo sin tratar}) \times (\text{salinidad del agua})}{100}}{\% \text{ agua crudo sin tratar}}$$

Por ejemplo para un crudo de las siguientes características:

- salida del crudo del tanque lavador: 0,5 % de agua

-% de agua del crudo sin tratar: 61 %

-salinidad del agua asociada: 47.000 mg/lt

Usando la fórmula 2 tenemos:

$$0,5 * (61 * 47.000) / 100 / 61 = 235 \text{ mg/lt}$$

Esto nos dice que si no efectuamos lavado con agua dulce, no entraremos en especificaciones (máximo 100 gr/m³).

Por lo tanto si utilizamos agua de lavado inyectando en el colchón del tanque lavador habrá que emplear la siguiente fórmula:

$$\text{contenido de sal en crudo tratado} = \frac{\left[\frac{(\% \text{ agua crudo sin tratar}) \times (\text{salinidad del agua})}{100} + \frac{(\% \text{ agua lavado}) \times (\text{salinidad agua lavado})}{100} \right]}{(\% \text{ agua crudo tratado}) + (\% \text{ agua de lavado})}$$

Para nuestro caso con

-% de agua de lavado: 16%

-salinidad del agua de lavado: 900 mg/lt

reemplazando en la fórmula:

$$0,5 [(61 * 47.000 / 100) + (16 * 900 / 100)] / (61 + 16) = 187 \text{ mg/lt}$$

Con una eficiencia del 80 % tenemos: 187 * 1.2 = 224 mg/lt

Esto significa que con el sistema propuesto no hay beneficio.

Cambiando el punto de inyección antes del tanque lavador se aplica la siguiente fórmula:

$$\text{contenido de sal del crudo tratado} = \frac{\left[\frac{(\% \text{ de agua crudo tratado}) \times (\text{salinidad crudo sin tratar})}{100} + \frac{(\% \text{ agua lavado}) \times (\text{salinidad agua lavado})}{100} \right]}{\% \text{ agua crudo sin tratar} + \% \text{ agua de lavado}}$$

Reemplazando tenemos: 0,5 [235 + (16 * 900 / 100)] / 0,5 + 16 = 11 mg/lt

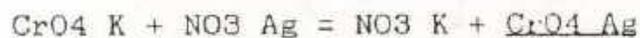
Con el 80 % de eficiencia tenemos 14 mg/lt. Por lo tanto

DETERMINACION DE LA SALINIDAD DE UN CRUDO

- Tomar 125 cm³ de crudo con una temperatura debidamente homogeneizada a 60 °C y colocar en un balón decantador de 1000 cm³.
 - Agregar 125 cm³ de solvente.
 - Agregar 250 cm³ de agua destilada hirviendo(a la que previamente se le ha determinado su propia salinidad)
 - Agitar de 5 a 10 minutos(teniendo cuidado de ir desgasificando periódicamente).
 - Dejar decantar hasta que se separe el agua del petróleo(en caso de que la separación no sea nítida,agregar unas gotas de químico y agitar).
 - Filtrar 100 cm³ de agua separada y enfriar en un erlenmeyer de 250 cm³.
 - Agregar unas gotas de cromato de potasio(CrO₄ K) N/10(de concentración 1/10 normal) como indicador y titular con nitrato de plata(NO₃ Ag) N/10,hasta que vire a rosa pálido.
- La reacción que se produce es la siguiente:



Cuando se acaba el Cl Na(cloruro de sodio),sal que se desea determinar,una gota en exceso de NO₃ Ag reacciona con el indicador CrO₄ K dando un precipitado de CO₄ Ag (cromato de plata) de color rosado.



- Al gasto de NO₃ Ag (cm³ consumidos) se lo multiplica por 117
- El valor obtenido se expresa en grs/cm³.

PRODUCCION II

2005

TEMA VII

ENTREGA POR :

*** TANQUES**

*** UNIDAD AUTOMATICA**

Carrera de Ingeniería de Petróleos
Facultad de Ingeniería
U.N.C.

ENTREGA DE CRUDOS

La entrega de crudos es una de las partes más delicadas de producción pues es la culminación de todo el proceso de movimiento del crudo y es por la que en definitiva la empresa va a recibir la compensación al esfuerzo de producir el crudo, transportarlo y ponerlo en condiciones para ser aceptado en el intercambio. Cualquier error en esta etapa descompensa el esfuerzo realizado.

Vamos a clasificar la entrega en:

1-Entrega por Tanques

2-Entrega a través de Unidades Automáticas ACT

ENTREGA POR TANQUES

SISTEMA DE MEDICION

En el caso de entregar el petróleo desde tanques cilíndricos verticales, se procede a la medición del vacío, el que deducido del punto de referencia arroja la altura de líquido contenido en el tanque.

Determinados los volúmenes correspondientes a las medidas líquidas por medio de las tablas de calibrado, se descontará el volumen de agua, hecho lo cual, se corregirá a 15 °C, utilizando la tabla de factores de corrección de volúmenes y densidades.

ELEMENTOS

El equipo de medición estará compuesto por:

- a) Por una cinta métrica de acero de 10 a 15 metros milimetrada con porta cinta que facilite su manejo y cuya argolla (en el extremo de la cinta) tenga el cero en la parte inferior
- b) Una plomada de bronce rectangular de 2.5 cm por lado y 21 cm de largo con lo cual en un extremo desde 8 cm hasta 24 cm. En la parte superior llevará un tornillo de regulación que ajusta el plomón o plomada mediante una tuerca y en el extremo opuesto una presilla que permite el enganche a la cinta métrica. Ese tornillo permite regular con precisión la distancia entre el 0 de la cinta y 8 cm de la plomada, comprobación que puede realizarse en medidas de 40 a 50 cm. (fig. 1)
- c) Termómetros en grados centígrados con columna de mercurio y graduación que permita lecturas de hasta 0.2 °C y escala de 0°C hasta 120°C. El termómetro ha de estar protegido dentro de una envase de bronce, en forma que permita su fácil lectura y provisto en la parte baja de un pequeño depósito de 10 cm de diámetro y 10 cm de altura, con lo cual el bulbo puede estar en contacto con el fluido el mayor tiempo posible, protegido de la influencia de la temperatura exterior (fig. 2)

PROCEDIMIENTOS

Siempre que se habilite un tanque nuevo o se ponga en servicio un tanque después de una reparación hay que calibrarlo por si ha habido alguna modificación de esta o del punto de

referencia. Este punto debe ser de apoyo fijo, no móvil y debe tenerse especial cuidado de que el techo no flexione modificando este.

El operador efectuará las siguientes operaciones:

- a) Cuidará de que la chapa no flexione
- b) Evitará el roce de partes metálicas contra los bordes de la boca, también que las bocas estén inútilmente abiertas por más tiempo del necesario, especialmente en tanques que contengan productos livianos de fácil evaporación y combustión
- c) Procederá con atención, seguridad y exactitud a las siguientes operaciones:
 - 1-Bajar el termómetro hasta la parte media del producto contenido en el tanque, sujetándolo allí y seguir con la medición
 - 2-Bajar la cinta con pilón enganchado, hasta que este toque la superficie del líquido, y luego cuidadosamente hará correr la cinta hasta apoyar la cifra de los centímetros más cercana al borde del punto de referencia, con lo cual el pilón se habrá sumergido en el líquido
 - 3-Sin dejar que la cinta se mueva, se leerá la cantidad que determina su apoyo en el punto de referencia. Luego se levantará el pilón, leyendo cuanto se introdujo este en el líquido
 - 4-Sumar las dos cantidades de cinta y pilón para obtener la medida de vacío, el que restado del punto de referencia dará la altura de líquido
 - 5-Finalmente, el termómetro que había permanecido durante la medición en el líquido, se baja hasta 50 cm del fondo en tanques sin serpentín de calefacción o hasta 1 metro en los que lo posean, y luego se levanta lentamente mientras este en

el líquido y luego rápidamente al salir de este para tener una lectura lo más rápida posible para evitar que la temperatura exterior lo afecte, por más que el bulbo este sumergido en la cámara del termómetro.

6-Repetir cualquier medición que no haya sido perfectamente clara

7-Las mediciones se harán con un intervalo no menor a 1 hora luego de que el tanque se haya bombeado o haya recibido para su asentamiento

8-Con este procedimiento se obtendrá el volumen en litros a la temperatura del tanque con las tablas de calibrage.

Toma de muestra

Instrucciones generales

Es de suma importancia la toma correcta de la muestra, dado que tiene que ser la fiel representación del producto almacenado.

Con esta muestra el laboratorio determinara la densidad a 15 °C y el contenido porcentual de agua y sedimentos, datos que nos servirán para determinar el petróleo seco-seco a 15 °C bombeado o existente.

Cuando se tome la muestra se deberá asegurar en primer lugar que los recipientes para este fin estén limpios y secos.

Como la muestra debe ser representativa de toda la columna líquida, el procedimiento es el siguiente:

El tacho sacamuestra, que es un cilindro de aproximadamente 2" de diámetro y 30 cm de largo con tapa ciega en el fondo y tapa rosca en el otro extremo, con dos agujeros de 1 cm

en la tapa y una argolla para enganchar una soga, se sumerge en el líquido hasta hacerlo llegar al fondo o a la parte superior del colchón de agua y luego se eleva a una velocidad constante de forma tal que se llene a los dos tercios aproximadamente de su capacidad. De esta forma se asegura la proporcionalidad de la muestra de las distintas partes de la columna líquida.

Determinaciones de laboratorio

La muestra se lleva al laboratorio y se coloca a baño maría a 50°C aproximadamente. Se agita manualmente para homogeneizar la temperatura. Luego se trasvasa a un recipiente donde se mide la densidad con un densímetro y la temperatura con un termómetro. Con este valor de densidad y temperatura se entra en la tabla de corrección de densidades y se determina la densidad del petróleo hidratado a 15 °C.

La otra parte de la muestra se trasvasa a una perita de 100 cm³ donde se coloca 50 cm³ de un solvente y 50 cm³ de petróleo, unas 2 gotas de algún desmenuzante y se centrifuga a 4.000 rpm durante 10 minutos. La lectura multiplicado por 2 da el porcentaje de agua más sedimentos.

Para la determinación de las sales se utiliza el método de Mohr para la titulación. En un balón de 1.000 cm³ se agrega 125 cm³ de petróleo, 125 cm³ de solvente y 250 cm³ de agua destilada hirviendo. Se agita durante 10 minutos teniendo cuidado de ir desgasificando el balón por la válvula. Luego se deja en reposo y cuando el agua se separa se sacan 100 cm³ en un erlenmeyer. Se deja enfriar a temperatura ambiente y se titula con NO₃Ag (Nitrato de plata de concentración N/10) y con CrO₄K (Cromato de Potasio de concentración N/10) como titulante. El gasto de NO₃Ag multiplicado por 117 nos da la cantidad de sales expresadas como ClNa en gr/m³.

EJEMPLO

Determinar el volumen seco seco en un tanque de almacenaje

Datos:

| | |
|---------------------------|-------------|
| a-Punto de referencia: | 13.280 mm |
| b-Vacio: | 5.260 mm |
| c-Temperatura del liquido | 60 °C |
| d-Densidad de la muestra: | 0,87 a 15°C |
| e-Agua + sedimentos: | 1,2 % |

1-Determinación de la altura del liquido:

| | |
|-------------------------|-----------|
| Punto de referencia(R): | 13.280 mm |
| Vacio(V): | 5.260 mm |
| Lleno(L) = R-V = | 8.020 mm |

De la tabla de calibración del tanque 8.020 mm corresponden a 6.099.577 lts a 60 °C

2-Determinación del volumen a 15 °C

En la tabla de factor de volumen con una densidad a 15 °C de 0,87 el factor de volumen es:

0,9655

Luego el volumen corregido es:

$$\text{Volumen bruto a 15 °C} = 6.099.577 \text{ lts} * 0,9655 = 5.889.140 \text{ lts}$$

3-Contenido de agua + sedimentos:

Para un 1,2% tenemos:

$$5.889.140/100 * 1,2 = 70.670 \text{ lts}$$

4-Determinación del seco-seco

Volumen bruto = 5889.140 lts

Agua + sedim. = 70.670 lts

Seco-seco = 5.818.470 lts

Entrega por tanques

En caso de hacer una entrega por tanque tenemos dos posibilidades:

- a-Que el tanque este lleno y luego de la entrega quede casi vacío
- b-Que el tanque este casi vacío y luego de la entrega se llene

En los dos casos vamos a tener un procedimiento de medición y sacada de muestra antes y después de la entrega con dos análisis de laboratorio.

Se determina el seco -seco del tanque antes y después de la entrega y la diferencia es el seco seco entregado. Ver ejemplo en planilla adjunta.

En este caso se debe determinar los siguientes valores:

1-% de agua de la entrega para el caso a)

$$V_i * \% A_i = V_f * \% A_f + V_e * \% A_e$$

Entonces:
$$\% A_e = \frac{V_i * \% A_i - V_f * \% A_f}{V_e}$$

donde: V_i = Volumen inicial

Vf = Volumen final

Ve = Volumen entrega

%Ai = Porcentaje de agua inicial

%Af = Porcentaje de agua final

%Ae = Porcentaje de agua de la entrega

2-Sales de la entrega

$$V_i * S_i = V_f * S_f + V_e * S_e$$

$$S_e = \frac{V_i * S_i - V_f * S_f}{V_e}$$

Donde: Si = Sales iniciales

Sf = Sales finales

Se = Sales de la entrega

3-Densidad del seco-seco y grado API

$$D_{s-s} * V_{s-s} + D_a * V_a = D_h * V_h$$

Entonces:

$$D_{s-s} = \frac{D_h * V_h - D_a * V_a}{V_{s-s}}$$

Donde: Ds-s = Densidad seco-seco

Dh = Densidad hidratado

Da = Densidad del agua = 1.033

Vh = Volumen hidratado

Vs-s = Volumen seco-seco

Va = Volumen de agua

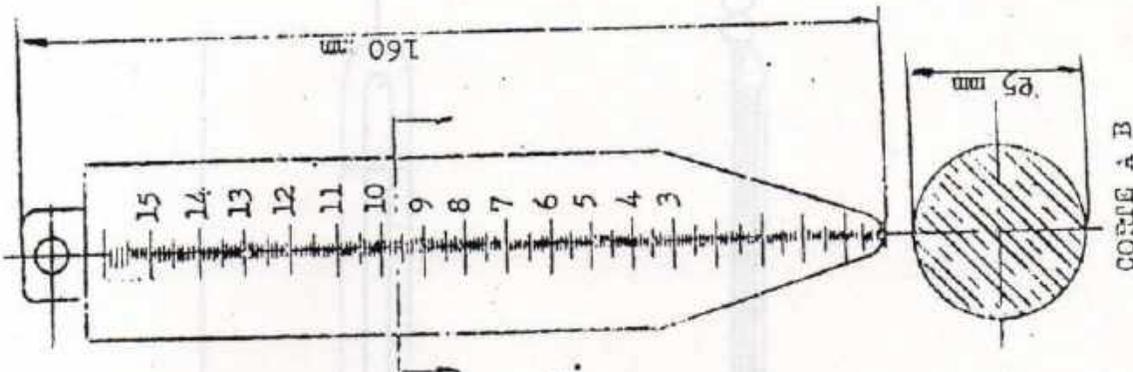
$$\Delta API = \frac{141,5}{D_{s-s}} - 131,5$$

IRAM-TAP A 65-2

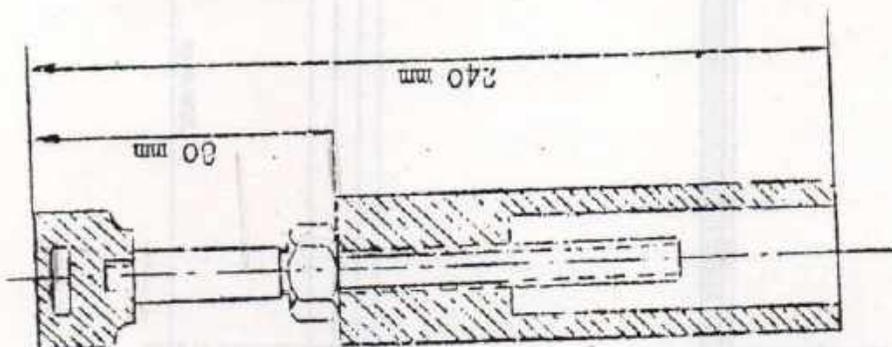
PILONES DE BRONCE

CINTA METRICA

PARA MEDIR ALTURA LIQUIDA



PARA MEDIR VACIOS



PARA MEDIR

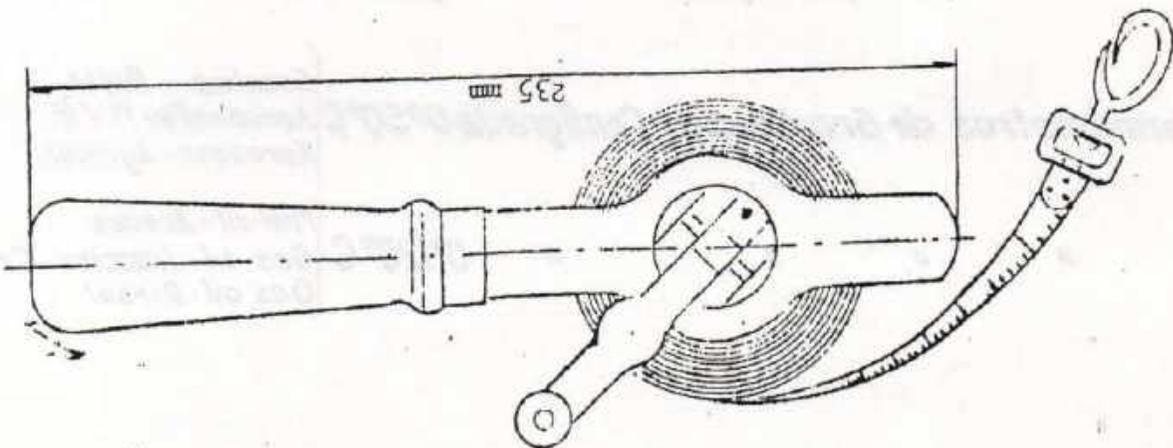
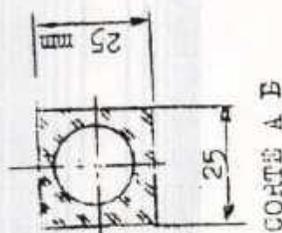
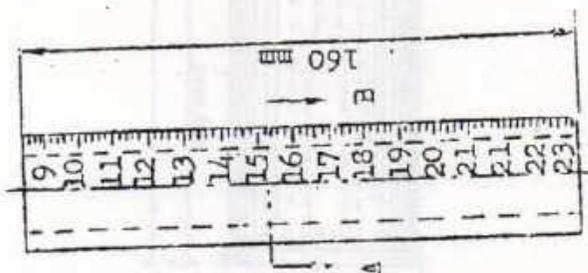
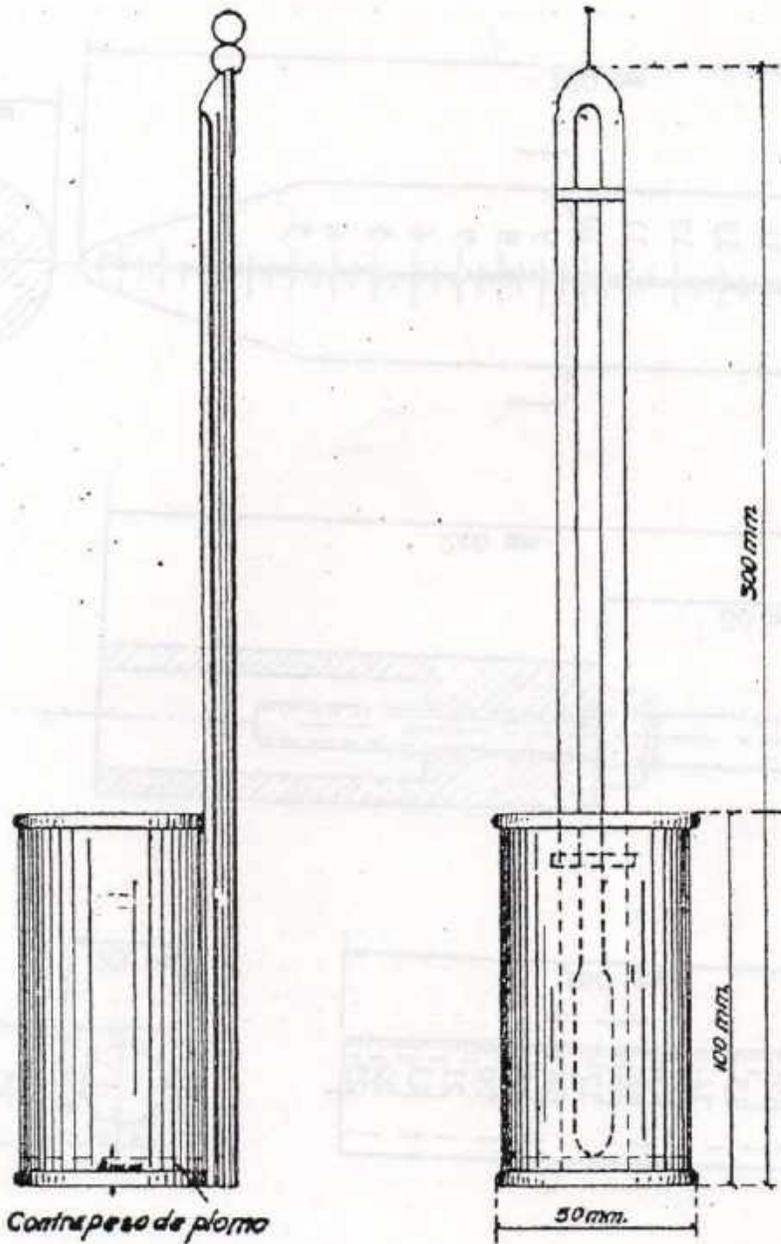


FIG. 1



Contrapeso de plomo

Termómetros de Graduación Centigrada $0^{\circ}50^{\circ}C$ { Gasolina - Nafta
Aereonafta P.Y.F.
Kerosene - Agricol.

N N N N $0^{\circ}120^{\circ}C$ { Fuel-oil - Aceites
Gas-oil - tractor - Crudo.
Gas oil - Diesel

FIG. 2

TABLA N° 1 IRAM-IAP A 65-4.

| Temp. obs. C. | DENSIDAD A 15° C | | | | | | |
|---------------|--|----------|----------|----------|----------|----------|---|
| | 0,850 | 0,855 | 0,860 | 0,865 | 0,870 | 0,875 | |
| C. | FACTORES PARA REDUCIR VOLUMEN A 15° C. | | | | | | |
| 0 | 2 1,0120 | 1 1,0119 | 1 1,0118 | 1 1,0117 | 1 1,0116 | 1 1,0115 | 1 |
| 1 | 2 1,0112 | 1 1,0111 | 1 1,0110 | 1 1,0109 | 1 1,0108 | 1 1,0107 | 1 |
| 2 | 2 1,0104 | 1 1,0103 | 1 1,0102 | 1 1,0101 | 0 1,0101 | 1 1,0100 | 1 |
| 3 | 1 1,0096 | 1 1,0095 | 1 1,0094 | 0 1,0094 | 1 1,0093 | 1 1,0092 | 1 |
| 4 | 1 1,0088 | 1 1,0087 | 0 1,0087 | 1 1,0086 | 1 1,0085 | 1 1,0084 | 0 |
| 5 | 1 1,0080 | 1 1,0079 | 0 1,0079 | 1 1,0078 | 1 1,0077 | 0 1,0077 | 1 |
| 6 | 1 1,0072 | 0 1,0072 | 1 1,0071 | 1 1,0070 | 0 1,0070 | 1 1,0069 | 1 |
| 7 | 1 1,0064 | 0 1,0064 | 1 1,0063 | 1 1,0062 | 0 1,0062 | 1 1,0061 | 0 |
| 8 | 1 1,0056 | 0 1,0056 | 1 1,0055 | 0 1,0055 | 1 1,0054 | 0 1,0054 | 1 |
| 9 | 1 1,0048 | 0 1,0048 | 1 1,0047 | 0 1,0047 | 1 1,0046 | 0 1,0046 | 0 |
| 10 | 1 1,0040 | 0 1,0040 | 1 1,0039 | 0 1,0039 | 0 1,0039 | 1 1,0038 | 0 |
| 11 | 0 1,0032 | 0 1,0032 | 1 1,0031 | 0 1,0031 | 0 1,0031 | 0 1,0031 | 1 |
| 12 | 0 1,0024 | 0 1,0024 | 0 1,0024 | 1 1,0023 | 0 1,0023 | 0 1,0023 | 0 |
| 13 | 0 1,0016 | 0 1,0016 | 0 1,0016 | 0 1,0016 | 1 1,0015 | 0 1,0015 | 0 |
| 14 | 0 1,0008 | 0 1,0008 | 0 1,0008 | 0 1,0008 | 0 1,0008 | 0 1,0008 | 0 |
| 15 | 0 1,0000 | 0 1,0000 | 0 1,0000 | 0 1,0000 | 0 1,0000 | 0 1,0000 | 0 |
| 16 | 0 0,9992 | 0 0,9992 | 0 0,9992 | 0 0,9992 | 0 0,9992 | 0 0,9992 | 0 |
| 17 | 0 0,9984 | 0 0,9984 | 0 0,9984 | 0 0,9984 | 1 0,9985 | 0 0,9985 | 0 |
| 18 | 0 0,9976 | 0 0,9976 | 0 0,9976 | 1 0,9977 | 0 0,9977 | 0 0,9977 | 0 |
| 19 | 0 0,9968 | 0 0,9968 | 1 0,9969 | 0 0,9969 | 0 0,9969 | 0 0,9969 | 1 |
| 20 | 1 0,9960 | 0 0,9960 | 1 0,9961 | 0 0,9961 | 0 0,9961 | 1 0,9962 | 0 |
| 21 | 1 0,9952 | 0 0,9952 | 1 0,9953 | 0 0,9953 | 1 0,9954 | 0 0,9954 | 1 |
| 22 | 1 0,9944 | 0 0,9944 | 1 0,9945 | 1 0,9946 | 0 0,9946 | 1 0,9947 | 0 |
| 23 | 1 0,9936 | 1 0,9937 | 0 0,9937 | 1 0,9938 | 0 0,9938 | 0 0,9938 | 1 |
| 24 | 1 0,9928 | 1 0,9929 | 0 0,9929 | 1 0,9930 | 1 0,9931 | 0 0,9931 | 1 |
| 25 | 1 0,9920 | 1 0,9921 | 1 0,9922 | 0 0,9922 | 1 0,9923 | 1 0,9924 | 0 |
| 26 | 1 0,9912 | 1 0,9913 | 1 0,9914 | 0 0,9914 | 1 0,9915 | 1 0,9916 | 1 |
| 27 | 1 0,9904 | 1 0,9905 | 1 0,9906 | 1 0,9907 | 1 0,9908 | 1 0,9909 | 0 |
| 28 | 1 0,9896 | 1 0,9897 | 1 0,9898 | 1 0,9899 | 1 0,9900 | 1 0,9901 | 1 |
| 29 | 1 0,9888 | 1 0,9889 | 1 0,9890 | 1 0,9891 | 1 0,9892 | 1 0,9893 | 1 |
| 30 | 1 0,9880 | 1 0,9881 | 1 0,9882 | 1 0,9883 | 1 0,9884 | 2 0,9886 | 1 |
| 31 | 2 0,9872 | 1 0,9873 | 1 0,9874 | 2 0,9876 | 1 0,9877 | 1 0,9878 | 1 |
| 32 | 2 0,9864 | 1 0,9865 | 2 0,9867 | 1 0,9868 | 1 0,9869 | 2 0,9871 | 1 |
| 33 | 2 0,9856 | 1 0,9857 | 2 0,9859 | 1 0,9860 | 1 0,9861 | 2 0,9863 | 1 |
| 34 | 1 0,9847 | 2 0,9849 | 2 0,9851 | 1 0,9852 | 2 0,9854 | 1 0,9855 | 1 |
| 35 | 2 0,9840 | 2 0,9842 | 1 0,9843 | 2 0,9845 | 1 0,9846 | 2 0,9848 | 1 |
| 36 | 2 0,9832 | 2 0,9834 | 1 0,9835 | 2 0,9837 | 1 0,9838 | 2 0,9840 | 1 |
| 37 | 1 0,9823 | 3 0,9826 | 2 0,9828 | 1 0,9829 | 2 0,9831 | 2 0,9833 | 1 |
| 38 | 2 0,9816 | 2 0,9818 | 2 0,9820 | 1 0,9821 | 2 0,9823 | 2 0,9825 | 1 |
| 39 | 2 0,9808 | 2 0,9810 | 2 0,9812 | 2 0,9814 | 1 0,9815 | 2 0,9817 | 2 |
| 40 | 2 0,9800 | 2 0,9802 | 2 0,9804 | 2 0,9806 | 2 0,9808 | 2 0,9810 | 1 |
| 41 | 2 0,9792 | 2 0,9794 | 2 0,9796 | 2 0,9798 | 2 0,9800 | 2 0,9802 | 2 |
| 42 | 2 0,9784 | 2 0,9786 | 2 0,9788 | 2 0,9790 | 2 0,9792 | 3 0,9795 | 1 |
| 43 | 3 0,9776 | 2 0,9778 | 3 0,9781 | 2 0,9783 | 2 0,9785 | 2 0,9787 | 2 |
| 44 | 3 0,9768 | 2 0,9770 | 3 0,9773 | 2 0,9775 | 2 0,9777 | 3 0,9780 | 1 |
| 45 | 3 0,9760 | 3 0,9763 | 2 0,9765 | 2 0,9767 | 2 0,9769 | 3 0,9772 | 2 |
| 46 | 3 0,9752 | 3 0,9755 | 2 0,9757 | 3 0,9760 | 2 0,9762 | 2 0,9764 | 2 |
| 47 | 3 0,9744 | 3 0,9747 | 3 0,9750 | 2 0,9752 | 2 0,9754 | 3 0,9757 | 2 |
| 48 | 3 0,9736 | 3 0,9739 | 3 0,9742 | 2 0,9744 | 3 0,9747 | 2 0,9749 | 2 |
| | | | | | | | |

TABLA N° 1 IRAM-LAP A 65-4

| Temp. obs. C. | DENSIDAD A 15° C | | | | | | | | | | | | |
|---------------------|---------------------------------------|--------|-------|--------|-------|--------|---|--------|---|--------|---|--------|---|
| | 0,850 | 0,855 | 0,860 | 0,865 | 0,870 | 0,875 | | | | | | | |
| | FACTORES P.R. REDUCIR VOLUMEN A 15° C | | | | | | | | | | | | |
| 51 | 3 | 0,9712 | 3 | 0,9715 | 3 | 0,9718 | 3 | 0,9721 | 3 | 0,9724 | 3 | 0,9727 | 2 |
| 52 | 3 | 0,9704 | 3 | 0,9707 | 3 | 0,9710 | 3 | 0,9713 | 3 | 0,9716 | 3 | 0,9719 | 2 |
| 53 | 3 | 0,9696 | 4 | 0,9700 | 3 | 0,9703 | 3 | 0,9706 | 2 | 0,9708 | 4 | 0,9712 | 2 |
| 54 | 3 | 0,9688 | 4 | 0,9692 | 3 | 0,9695 | 3 | 0,9698 | 3 | 0,9701 | 3 | 0,9704 | 3 |
| 55 | 3 | 0,9680 | 4 | 0,9684 | 3 | 0,9687 | 3 | 0,9690 | 3 | 0,9693 | 3 | 0,9696 | 3 |
| 56 | 4 | 0,9673 | 3 | 0,9676 | 3 | 0,9679 | 3 | 0,9682 | 4 | 0,9686 | 3 | 0,9689 | 3 |
| 57 | 4 | 0,9665 | 3 | 0,9668 | 4 | 0,9672 | 3 | 0,9675 | 3 | 0,9678 | 3 | 0,9681 | 3 |
| 58 | 4 | 0,9657 | 3 | 0,9660 | 4 | 0,9664 | 3 | 0,9667 | 3 | 0,9670 | 4 | 0,9674 | 3 |
| 59 | 4 | 0,9648 | 4 | 0,9652 | 4 | 0,9656 | 3 | 0,9659 | 4 | 0,9663 | 3 | 0,9666 | 3 |
| 60 | 5 | 0,9641 | 4 | 0,9645 | 3 | 0,9648 | 4 | 0,9652 | 3 | 0,9655 | 4 | 0,9659 | 3 |
| 61 | 5 | 0,9633 | 4 | 0,9637 | 4 | 0,9641 | 3 | 0,9644 | 3 | 0,9647 | 4 | 0,9651 | 3 |
| 62 | 5 | 0,9625 | 4 | 0,9629 | 4 | 0,9633 | 3 | 0,9636 | 4 | 0,9640 | 4 | 0,9644 | 3 |
| 63 | 5 | 0,9617 | 4 | 0,9621 | 4 | 0,9625 | 4 | 0,9629 | 3 | 0,9632 | 4 | 0,9636 | 3 |
| 64 | 5 | 0,9609 | 4 | 0,9613 | 4 | 0,9617 | 4 | 0,9621 | 4 | 0,9625 | 4 | 0,9629 | 3 |
| 65 | 5 | 0,9601 | 4 | 0,9605 | 4 | 0,9609 | 4 | 0,9613 | 4 | 0,9617 | 4 | 0,9621 | 4 |
| 66 | 5 | 0,9593 | 4 | 0,9597 | 5 | 0,9602 | 4 | 0,9606 | 4 | 0,9610 | 4 | 0,9614 | 3 |
| 67 | 5 | 0,9585 | 5 | 0,9590 | 4 | 0,9594 | 4 | 0,9598 | 4 | 0,9602 | 4 | 0,9608 | 4 |
| 68 | 5 | 0,9577 | 5 | 0,9582 | 4 | 0,9586 | 4 | 0,9590 | 4 | 0,9594 | 4 | 0,9598 | 4 |
| 69 | 5 | 0,9569 | 5 | 0,9574 | 5 | 0,9579 | 4 | 0,9583 | 4 | 0,9587 | 4 | 0,9591 | 4 |
| 70 | 5 | 0,9561 | 5 | 0,9566 | 5 | 0,9571 | 4 | 0,9575 | 4 | 0,9579 | 4 | 0,9583 | 4 |
| 71 | 5 | 0,9553 | 5 | 0,9558 | 5 | 0,9563 | 4 | 0,9567 | 5 | 0,9572 | 4 | 0,9576 | 4 |
| 72 | 5 | 0,9545 | 5 | 0,9550 | 5 | 0,9555 | 5 | 0,9560 | 4 | 0,9564 | 5 | 0,9569 | 4 |
| 73 | 5 | 0,9537 | 6 | 0,9543 | 5 | 0,9548 | 4 | 0,9552 | 4 | 0,9556 | 5 | 0,9561 | 4 |
| 74 | 6 | 0,9530 | 5 | 0,9535 | 5 | 0,9540 | 4 | 0,9544 | 5 | 0,9549 | 5 | 0,9554 | 4 |
| 75 | 6 | 0,9522 | 5 | 0,9527 | 5 | 0,9532 | 5 | 0,9537 | 4 | 0,9541 | 5 | 0,9546 | 4 |
| 76 | 6 | 0,9514 | 5 | 0,9519 | 5 | 0,9524 | 5 | 0,9529 | 5 | 0,9534 | 5 | 0,9539 | 4 |
| 77 | 6 | 0,9506 | 5 | 0,9511 | 5 | 0,9516 | 5 | 0,9521 | 5 | 0,9526 | 5 | 0,9531 | 5 |
| 78 | 6 | 0,9498 | 5 | 0,9503 | 6 | 0,9509 | 5 | 0,9514 | 5 | 0,9519 | 5 | 0,9524 | 4 |
| 79 | 6 | 0,9490 | 6 | 0,9496 | 5 | 0,9501 | 5 | 0,9506 | 5 | 0,9511 | 5 | 0,9516 | 5 |
| 80 | 6 | 0,9482 | 6 | 0,9488 | 5 | 0,9493 | 5 | 0,9498 | 5 | 0,9503 | 5 | 0,9508 | 5 |
| 81 | 6 | 0,9474 | 6 | 0,9480 | 6 | 0,9486 | 5 | 0,9491 | 5 | 0,9496 | 6 | 0,9502 | 4 |
| 82 | 6 | 0,9466 | 6 | 0,9472 | 6 | 0,9478 | 5 | 0,9483 | 5 | 0,9488 | 6 | 0,9494 | 5 |
| 83 | 6 | 0,9458 | 6 | 0,9464 | 6 | 0,9470 | 5 | 0,9475 | 6 | 0,9481 | 5 | 0,9486 | 5 |
| 84 | 6 | 0,9450 | 6 | 0,9456 | 6 | 0,9462 | 6 | 0,9468 | 5 | 0,9473 | 6 | 0,9479 | 5 |
| 85 | 6 | 0,9442 | 7 | 0,9449 | 6 | 0,9455 | 5 | 0,9460 | 6 | 0,9466 | 5 | 0,9471 | 5 |
| 86 | 7 | 0,9435 | 6 | 0,9441 | 6 | 0,9447 | 6 | 0,9453 | 5 | 0,9458 | 6 | 0,9464 | 5 |
| 87 | 7 | 0,9427 | 6 | 0,9433 | 6 | 0,9439 | 6 | 0,9445 | 5 | 0,9450 | 6 | 0,9456 | 6 |
| 88 | 7 | 0,9419 | 6 | 0,9425 | 6 | 0,9431 | 6 | 0,9437 | 6 | 0,9443 | 6 | 0,9449 | 5 |
| 89 | 7 | 0,9411 | 6 | 0,9417 | 7 | 0,9424 | 6 | 0,9430 | 6 | 0,9436 | 6 | 0,9442 | 5 |
| 90 | 7 | 0,9403 | 7 | 0,9410 | 6 | 0,9416 | 6 | 0,9422 | 6 | 0,9428 | 6 | 0,9434 | 6 |

La abreviatura "LACT" simplifica el término LEASE AUTOMATIC CUSTODY TRANSFER.

L - Lease: Significa que este tipo de unidad se utiliza sobre la locación de un productor (diferenciándose de la unidad ACT que generalmente se instala en una estación de bombeo, refinería o terminal marítima).

A - Automatic: Significa que la unidad actúa por sí misma y se autorregula; no requiere atención para su operación normal.

C - Custody: Se deduce que la unidad supervisa la venta del crudo producido al transportista (compañía de conductos), y asegura que el volumen es medido, muestreado y rechazado si el mismo no reúne las condiciones comerciales.

T - Transfer: Significa que la unidad está equipada para enviar el crudo desde el tanque donde se almacena la producción a la bomba de transferencia.

Desde un punto de vista menos formal, podemos decir que una unidad LACT es una colección de equipamiento y piping montado sobre un Skid, diseñado para medir exactamente la cantidad y controlar la calidad de un líquido.

Lo más importante es que todos los componentes utilizados para la medición de la cantidad y control de la calidad del producto, deben ser capaces de ser controlados para una adecuada y correcta operación .

Podemos comparar la operación de una unidad LACT a la de una "CAJA REGISTRADORA".

En forma similar a una caja registradora, una unidad LACT debe ser capaz de comprobar si es correcto el producto recibido por las partes y comparar la información sobre el mismo suministrada por el vendedor.

Las primeras unidades fueron desarrolladas en EE.UU en 1940.

Estos primitivos sistemas eran caros y complicados, no requerían atención y service y crearon bastante escepticismo sobre ambas partes: productores y transportistas.

La aparición de numerosos talleres de soldadura dedicados al ensamblado que podían fabricar unidades a un bajo costo inicial, motivó la aparición de toda una serie de problemas de servicio, los cuales hicieron que las unidades fueran lentamente aceptadas por la industria.

Estos sistemas prepararon el terreno para la medición precisa y exacta requerida por la industria petrolera de hoy.

Diseñadas para eliminar los numerosos problemas asociados con grandes baterías de tanques y para suministrar lo necesario, para la sola transferencia del crudo desde una planta de tratamiento a un conducto.

DISEÑO DE UNIDADES L.A.C.T.

Existen muchos factores que afectan el diseño de una unidad LACT ellos son:

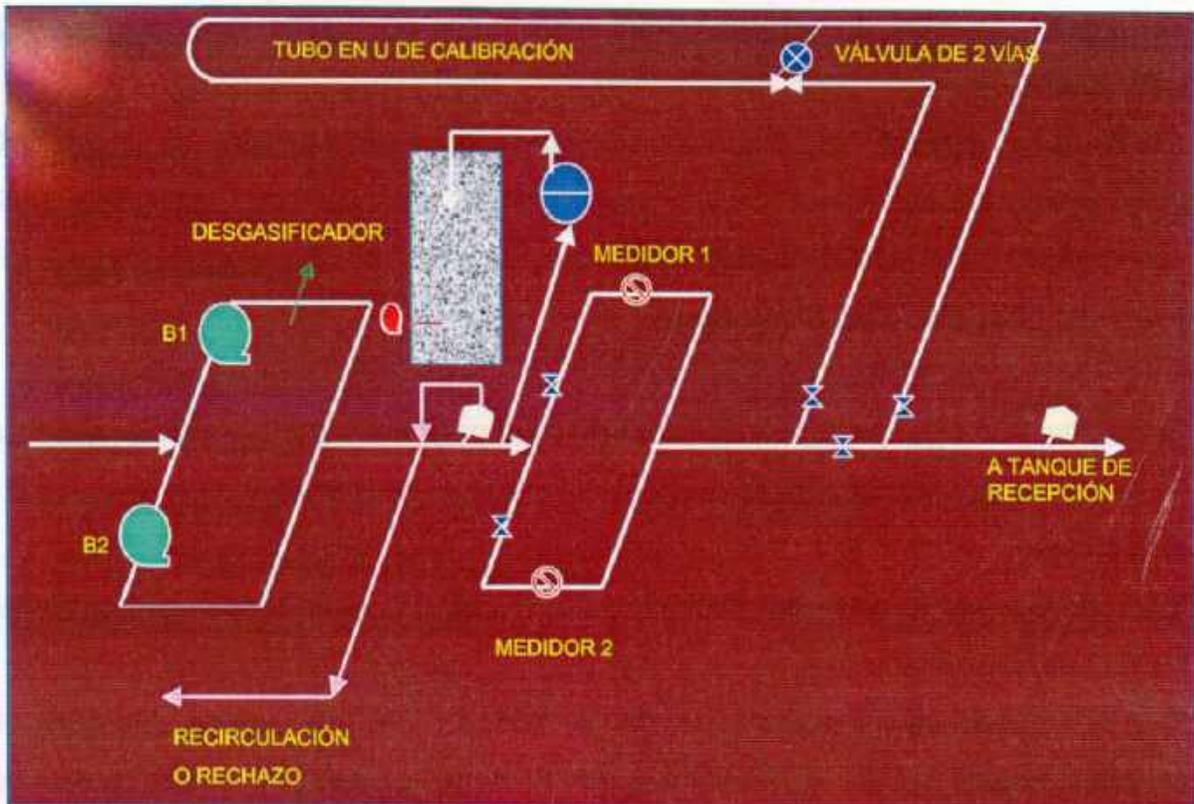
- ✚ Tipo de líquido a medir.
- ✚ Densidad.
- ✚ Viscosidad.
- ✚ Temperatura de operación.
- ✚ Caudal Horario.
- ✚ Presión de Trabajo.

COMPONENTES DE UNA UNIDAD LACT

Este sistema que automáticamente transfiere producto desde una locación a otra, consiste de varios elementos básicos:

- ✚ Bomba de Carga o Transferencia.
- ✚ Monitor de Agua y Sedimentos (S&W)
- ✚ Válvula de Tres Vías.
- ✚ Mezclador Estático.
- ✚ Sistema de Muestreo Automático.

- ✚ Densitómetro.
- ✚ Eliminador de Aire.
- ✚ Filtro.
- ✚ Medidor.
- ✚ Tees de Conexión al Probador.
- ✚ Válvulas de Bloqueo Tapón Seco doble sello.
- ✚ Probador.
- ✚ Válvula de Contrapresión/Válvula de Control de Caudal.
- ✚ Válvula de Retención.
- ✚ Válvulas de Seguridad.
- ✚ Sistema de Drenaje.
- ✚ Venteos.
- ✚ Instrumentación.
- ✚ Tablero de Control.



BOMBA DE CARGA DE TRANSFERENCIA

La bomba de transferencia es necesaria para presurizar el producto a través del sistema de medición. *No debe producir flujo pulsante* y la presión debe ser compatible con el sistema de conductos, luego de que se verifique una pérdida de carga normal a través de la unidad.

En una correcta selección de la bomba de transferencia se debe considerar: el volumen a ser transferido, la presión deseada a la salida de la unidad, la altura neta de presión de aspiración disponible (ANPA), la temperatura de bombeo del producto, densidad y viscosidad del mismo y otras características del fluido que podrían afectar el diseño.

Las bombas centrífugas se adecuan mejor a aquellas aplicaciones que requieren grandes volúmenes a bajas presiones, generalmente 4.2 Kg/cm² y aún más bajas.

Las bombas rotativas de desplazamiento positivo son adecuadas para transferir pequeños volúmenes.

Como regla general las presiones de operación que excedan los 9 Kg/cm² son consideradas antieconómicas para la mayoría de las unidades LACT estándares equipadas con medidores PD; ya sea cuando se bombean crudos con altas viscosidades o cuando se requieran altas presiones de descarga.

Cuando se necesitan presiones de esta magnitud para entregar el producto, generalmente es mejor instalar una bomba adicional en la descarga de la unidad para bombear el crudo al conducto.

Esto permite que la parte de medición y monitoreo del sistema operen a presiones más bajas y menos perjudiciales.

Para la mayoría de las operaciones de las unidades LACT la bomba centrífuga es más aplicable debido a sus características de flujo no pulsante y menor producción de vibración.

Existe un concepto erróneo acerca de las bombas centrífugas aplicadas sobre las unidades LACT, interpretándose a las mismas como un mezclador para el fluido.

En realidad, la bomba centrífuga a causa de la marcha de los impulsores despiende el fluido y actúa como un separador.

El agua y el crudo son separados como en una centrífuga de laboratorio.

Una bomba a pistón o una bomba a émbolo buzo, puede causar problemas con la medición del fluido, al provocar pulsaciones en el flujo.

Conviene evitar el uso de bombas a pistón o a émbolo buzo en las unidades LACT.

Si fuera necesario utilizarlas, las mismas deben ubicarse aguas abajo del sistema de medición tan lejos como sea posible y en todos los casos se deben usar amortiguadores de pulsaciones.

MONITOR DE AGUA Y SEDIMENTOS

Históricamente los monitores de agua y sedimentos (S & W) han sido usados como indicadores del exceso de agua contenida en el petróleo.

Cuando el agua es detectada por encima de una cantidad fija, por ejemplo 0.5 %, una señal puede ser enviada a un panel de alarma o a un solenoide sobre una válvula de tres vías, que desvía el crudo fuera de especificación de regreso al tanque de tratamiento.

Si el contenido de agua retorna a especificación el crudo es automáticamente direccionado a través de la unidad LACT.





VÁLVULA DE TRES VÍAS

La válvula de tres vías es utilizada para enviar el crudo a tanque si se verifica que el corte de agua, está fuera de especificación.

Se debe tener la precaución de asegurar una presión constante sobre el sistema cuando la válvula se encuentra en el modo "desvío".

Si el sistema está cargado con una bomba centrífuga y el mismo funciona en el modo desvío sin una válvula de contrapresión, la bomba puede apartarse de su curva.

Algunas válvulas de tres vías son del tipo desbalanceadas y requieren una diferencial no mayor de 2,8 Kg/cm² a través de ella para operar en forma normal.

Otras válvulas de tres vías están balanceadas pero requieren configuraciones de piping que provocan altas caídas de presión.

Al utilizar la válvula correcta para la aplicación, se verifica un cambio suave de la venta al rechazo.

Los dos componentes anteriormente citados conjuntamente con un juego de presóstatos de alta y baja presión constituyen lo que se denomina *Unidad de Rechazo*.



SISTEMA DE MUESTREO AUTOMÁTICO

El sistema de muestreo es una de las dos partes más importantes de la Unidad; el medidor determina la *cantidad* y el sistema de muestreo determina la *calidad*.

Un sistema de muestreo está compuesto por una sonda para la extracción de la muestra de línea y un recipiente para almacenar el producto que está siendo extraído.

Los sistemas de muestreo pueden estar accionados eléctrica o neumáticamente. Los más modernos son del tipo "toma"(grab) y los de viejo modelo, del tipo sonda biselada.

Últimamente nos referimos a los sistemas de muestreo como los del tipo isocinético cuya descripción es la siguiente: Cualquier técnica para coleccionar muestra de una corriente adecuadamente mezclada, en la cual la cámara colectora de muestra está diseñada de tal manera, que la corriente que ingresa tiene la misma velocidad que la de la corriente que circula por el loop de extracción.

El sistema más barato y adecuado es un tubo extractor biselado en ángulo de 45° con el extremo abierto de frente al flujo.

La sonda debe estar a 1/3 de la línea central de flujo.

La muestra es dirigida a través de una válvula de tres vías hacia un cilindro de volumen ajustable con un resorte cargado. A intervalos regulares controlados por el caudal o el tiempo, una válvula solenoide abre hacia el recipiente contenedor de muestras.

Así encontramos muestreadores que pueden ser actuados por temporizadores (proporcionales al tiempo) o bien aquellos que son proporcionales al caudal.

Si la muestra es activada por el tiempo, la toma se efectúa a intervalos regulares que son ajustables, donde el rango normal de extracción varía de 1,5 a 10 cm³.

En cambio, si el muestreador es proporcional al caudal entonces se podrá tomar una muestra cada 500 litros, 1m³, etc, variando el rango de extracción entre 1 y 1,5 cm³.

La velocidad y también la cantidad de muestra es ajustable en la mayoría de los muestreadores.

CONTENEDORES DE MUESTRA

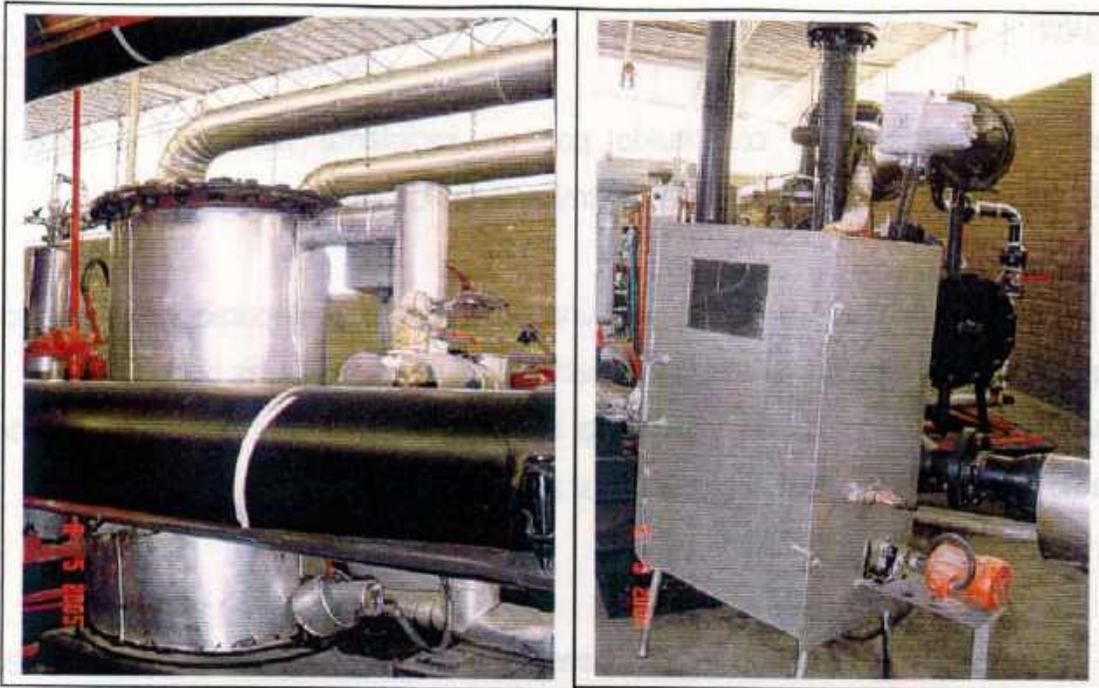
Un tipo de contenedor es el llamado cilindro de muestra, utilizado para productos livianos (gasolinas, condensado, naftas, gas oil, etc).

La presión de línea se mantiene sobre una cara del pistón, mientras que sobre la otra cara se ecualiza la presión mediante la utilización de un tubo de nitrógeno.

Para el conexionado se utilizan acoplamiento rápidos los cuales hacen más fácil la remoción

Este tipo de contenedor es el más adecuado para aquellos fluidos cuyos vapores podrían perderse utilizando contenedores del tipo pote.

Otro tipo de contenedor es el llamado pote de muestra, el cual puede ser del tipo fijo o portátil y cuyas dimensiones son variables de acuerdo a la cantidad de muestra a coleccionar



DENSITÓMETROS CONTINUOS

Los densitómetros son dispositivos que miden la densidad de un fluido. Las exactitudes van de 0,0002 a 0,0005 g/cm³. La densidad sobre una Unidad LACT se toma normalmente sobre un torbellino a través de una caída de presión.

La dirección del flujo en el densitómetro es siempre hacia abajo en aquellos equipos que poseen un tubo, para mantener la vibración del mismo libre de desechos.

Puede ser montado en un tramo vertical o formando un ángulo de 45°.

En la actualidad se emplean densitómetros con tecnología del tipo nuclear .

Ambos equipos mencionados son controlados en su calibración con un dispositivo llamado picnómetro (Ver API Cap 14).

DESGASIFICADOR

- Un método para eliminar los gases libres de un líquido que fluye bajo presión a través del piping es el eliminador de aire.
- Este elemento permite la inmediata medición del producto mientras se mantiene la presión de línea, eliminando así la necesidad de retenciones en tanques de almacenaje que pueden resultar costosas.

- Mecánicamente puede estar constituido por un recipiente horizontal o vertical dependiendo del tipo de aplicación y de las limitaciones de espacio.

Para ello el interior del desgasificador poseerá una serie de placas depuradoras de acero, inclinadas, que ayudan a eliminar el aire/gas colectando y segregando las burbujas. Dichas burbujas entonces coalescen y pasan a la parte superior del recipiente, siendo eliminadas mediante un dispositivo accionado por una válvula aguja y un flotante

FILTROS

El propósito del filtro es entrapar sólidos, desechos u otras partículas que pueden ser nocivas para la medición y mecanismos sensibles de la unidad. Los filtros canastos en línea son utilizados en conjunto con los medidores volumétricos y bombas; los mismos se diseñan para permitir flexibilidad al sistema de medición y para su construcción deben reunir ciertos requisitos en lo que respecta al material, características del fluido, presiones, caudales y dimensiones de las partículas en suspensión, para una variedad de aplicaciones.

El material del canasto puede ser de acero al carbono o acero inoxidable con agujeros de 1/8" y distancias entre centros de 3/16".

Los filtros deben ser equipados con tapas de apertura rápida, o bien la tapa puede ser una brida ciega (accesorio de poco uso en la actualidad).

Normalmente se instalan manómetros de presión diferencial y/o switches a través del canasto lo que nos dará un índice del grado de taponamiento.

Generalmente se coloca en la parte superior de la tapa, un eliminador de aire para permitir el escape del mismo cuando se procede al llenado del sistema de medición.

Un eliminador de aire adecuadamente diseñado, creará una reducción en la velocidad de la corriente de fluido con lo cual las pequeñas cantidades de "gas libre" quedarán atrapadas en la parte superior de la cámara.

El nivel de líquido disminuye, en la medida que el gas se va acumulando, provocando así la apertura de la válvula aguja operada por el flotante, lo que permite la descarga del gas del eliminador.

VÁLVULA DE CONTRAPRESION

Normalmente las unidades LACT están equipadas con una válvula de contrapresión la cual asegurará suficiente presión en el sistema, para descargar el gas del equipo.

NOTA: El filtro con eliminador de aire no es un reemplazo del desgasificador el cual eliminará el aire/gas que el líquido arrastra a través del sistema.

MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

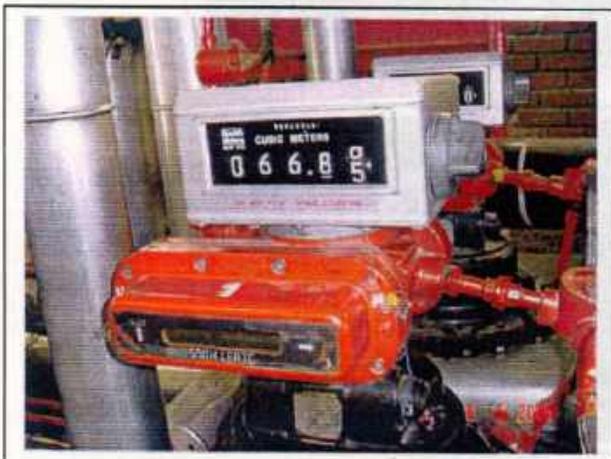
La medición de petróleo crudo e hidrocarburos refinados se hace primariamente con medidores de desplazamiento positivo (PD) y turbinas.

El *medidor PD* opera sobre el principio de dividir la corriente de fluido en segmentos individuales y contar el número de segmentos que pasan a través de una línea imaginaria, o bien en una revolución completa.

Los medidores de desplazamiento positivo para unidades LACT varían en sus dimensiones desde 2" a 16" y en un rango de caudal de 10 a 2100 m³/h, con bridas cuya serie va de #150 a #600 ANSI.

Existen medidores de dimensiones más grandes, pero el costo tiende a ser demasiado elevado, por lo que, en el caso de un aumento de caudal, es importante aumentar el número de medidores. Los medidores de desplazamiento positivo son utilizados en fluidos cuya viscosidad es alta.

La linealidad de un medidor PD es normalmente +/- 0,25% y la repetibilidad +/- 0,02%.

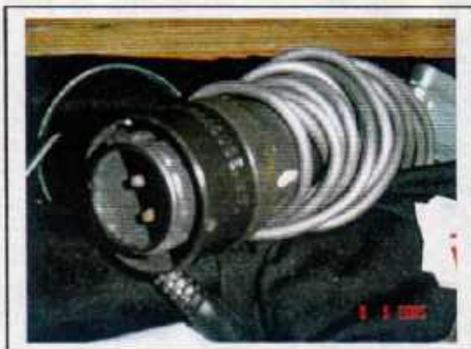


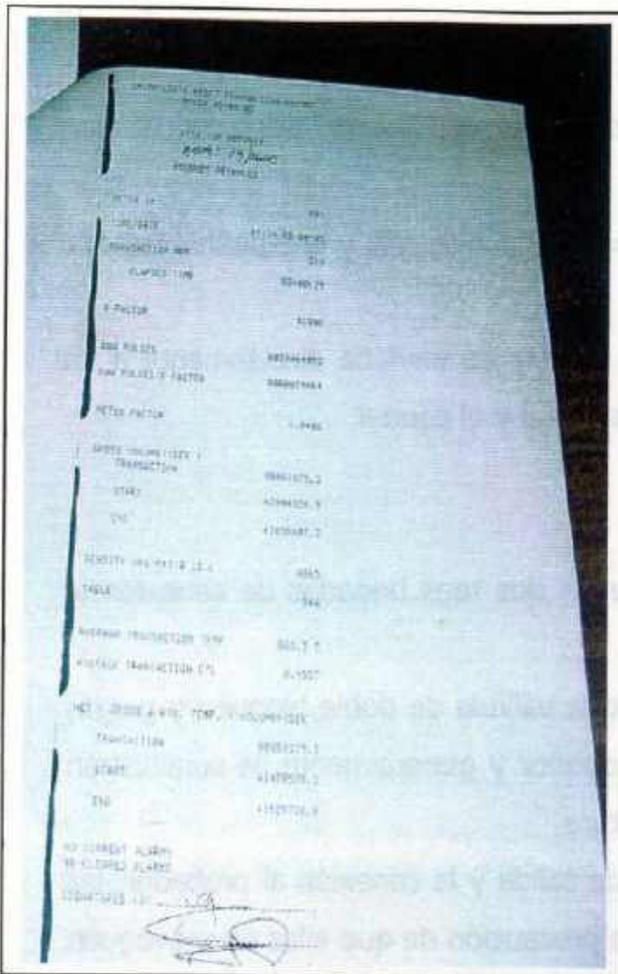
ACCESORIOS

Los accesorios de un medidor PD conforman la denominada "Torre" del mismo; ellos son: un generador de pulsos de alta frecuencia (100 pulsos/litro, etc) y sobre la parte superior del generador se instala un contador mecánico con o sin impresor de tarjetas a los efectos de registrar el volumen total a través de un período de tiempo.

En el contador existe un display que muestra la cantidad total y cuyas unidades de ingeniería son: m³, Hl, Dkl, lts, etc, y un totalizador no reseteable que mostrará el volumen acumulado en el tiempo.

En la actualidad los pulsos de alta frecuencia son enviados a un computador de flujo, mientras que el impresor de tarjetas se ha reemplazado por una impresora de matriz de puntos.





| SMITH LEATE RESET TRANSACTION REPORT | |
|--------------------------------------|----------------|
| 09:24 05-04-05 | |
| SITE TUP REFUGIO | |
| ACVA: 19/2005 | |
| PRODUCT: PETROLEO | |
| METER ID | 001 |
| TIME DATE | 09:24 05-04-05 |
| TRANSACTION NBR | 318 |
| ELAPSED TIME | 03:00:29 |
| K-FACTOR | 0:006 |
| RAW PULSES | 0059464992 |
| RAW PULSES/K-FACTOR | 0000059464 |
| PETER FACTOR | 1.0496 |
| GROSS VOLUME (DEK.) TRANSACTION | 00061878.3 |

| | |
|--|------------|
| K-FACTOR | 0:006 |
| RAW PULSES | 0059464992 |
| RAW PULSES/K-FACTOR | 0000059464 |
| PETER FACTOR | 1.0496 |
| GROSS VOLUME (DEK.) TRANSACTION | 00061878.3 |
| START | 02:59:52.9 |
| END | 03:00:00.2 |
| DENSITY (KG/M ³) @ 15 C | 0.865 |
| TABLE | 544 |
| AVERAGE TRANSACTION TEMP. | 26.1 C |
| AVERAGE TRANSACTION CTL | 2.9557 |
| NET (GROSS @ STD. TEMP.) VOLUME (DEK.) TRANSACTION | 00059139.8 |

MEDIDOR DE TURBINA

El *medidor a turbina* mide la velocidad del fluido, utilizando un rotor que gira a una velocidad angular proporcional al caudal.

Las dimensiones de los medidores a turbina se disponen en un rango de 1" a 24" y en series ANSI de #150 a #2500.

Los rangos de caudal de dichos medidores van de 1,4 m³/h a 9000 m³/h.

El rango de temperatura para estos medidores va desde -45°C a 120°C para las dimensiones más pequeñas y -45°C a 371°C para los de dimensiones más grandes.

Estos medidores son usados para fluidos menos viscosos y para los derivados del petróleo donde tienen gran aplicación.

La linealidad de un medidor a turbina es $\pm 0,07\%$, $\pm 0,10\%$ y $\pm 0,15\%$ y la repetibilidad $\pm 0,02\%$.

Para aplicaciones LACT, la salida de pulsos de la turbina es enviada directamente a un computador de flujo, donde se computan el volumen total y el caudal.

TES DE CONEXIÓN DEL PROBADOR

Todas las configuraciones de unidades LACT incluyen dos tees bridados de conexión al probador.

Estos tees (uno aguas arriba y uno aguas abajo de la válvula de doble bloqueo y purga) son utilizados para desviar el flujo a través del probador y generalmente se suministran con cuplas para transmisores de presión y temperatura.

Las válvulas se colocan normalmente entre el tee de salida y la conexión al probador, las mismas pueden ser de paso total y se debe tener la precaución de que ellas no provoquen altas caídas de presión cuando el fluido es direccionado a través de las mismas.

Cuando se conecta más de una rama al probador, se deben utilizar válvulas de doble bloqueo y purga para asegurarse que ningún falso fluido se desvía al mismo.

Si se dispone de un probador del tipo portátil se deben suministrar conexiones de mangueras con acoplamientos rápidos.

Generalmente 6" es la medida más grande para conexiones de manguera.

Se deben proveer tapas para las conexiones rápidas, para evitar la entrada de agua o polvo cuando el sistema LACT no está conectado al probador.

OPERADORES DE VÁLVULAS

Cuando las válvulas son de grandes dimensiones (mayores a 6") se deben utilizar operadores eléctricos o neumáticos, ya sea para operación local o remota puesto que las mismas son difíciles de operar manualmente.

Si se utiliza un operador eléctrico o neumático, se debe indicar la posición de la válvula mediante la posición de los switches para enviar una señal al tablero de control.

PROBADORES

Los métodos comunes para probar un medidor, incluyen el probador volumétrico, el medidor maestro (master meter) y el probador de desplazamiento mecánico.

El "probador volumétrico" (*Tanque Probador*) es un recipiente de volumen conocido; el flujo que pasa a través del medidor que está siendo probado, es desviado dentro de este recipiente de modo que pueda ser determinada en forma precisa la cantidad de líquido que pasa a través del medidor.

PROBADORES MEDIDOR MAESTRO

El método del *medidor maestro (master meter)* utiliza un medidor calibrado colocado en serie con el medidor bajo prueba .

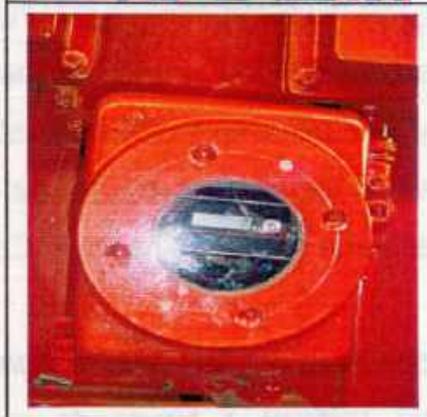
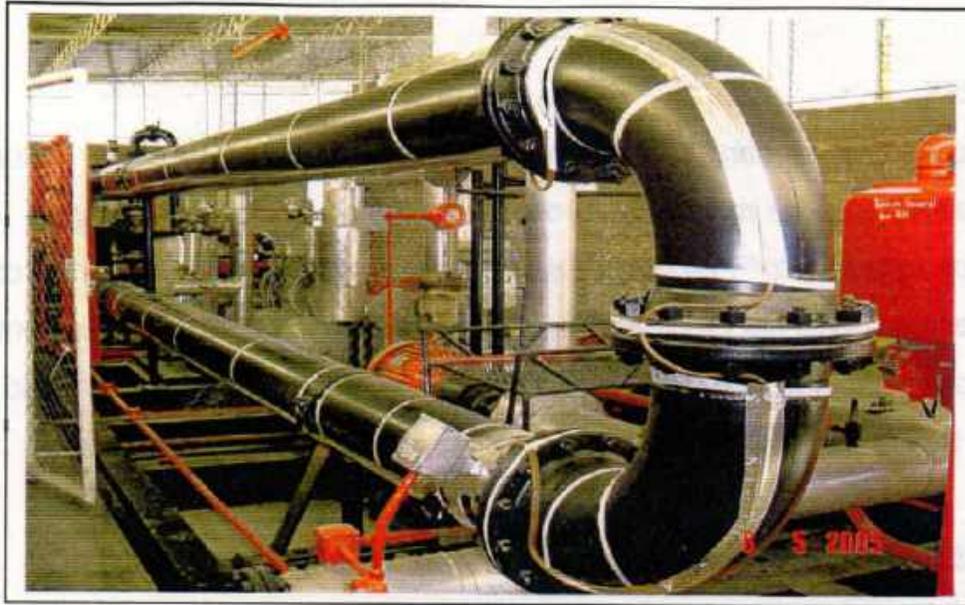
Se efectúan lecturas simultáneas de los totalizadores en el comienzo y la detención de la prueba, comparándose el volumen indicado por el medidor maestro y el del medidor bajo prueba.

CALIBRACIÓN PROBADORES DE DESPLAZAMIENTO

Los *probadores* del tipo *desplazamiento* consisten de una sección calibrada de caño, con un desplazador cilíndrico o esférico dentro del mismo.

El flujo pasa a través del medidor bajo prueba y también del probador. El volumen de la sección calibrada se determina a 15° C y presión atmosférica (1 Bar).

En los probadores del tipo *unidireccional* el volumen desplazado consiste de un viaje del desplazador (esfera) a través de la sección calibrada; en cambio en los del tipo *bidireccional*, el viaje se realiza en ambas direcciones para conformar así lo que se denomina carrera completa (Round Trip).



ESFERAS

El tipo de esferoide utilizado en un probador posee como material constitutivo un elastómero.

La esfera es hidrostáticamente llenada con glicol o glicol y agua, bajo presión a un diámetro mayor (2%) que el diámetro interior de la sección calibrada. Este sobreinflado

suministra un sello efectivo alrededor del perímetro del esferoide al producir un efecto rodillo sobre la pared interna del probador.

Los esferoides comunmente están disponibles en tres materiales básicos:

- ✦ Neoprene: bueno para crudos a baja presión y servicio en amoníaco anhidro.
- ✦ Nitrilo (Buna N): es el material más utilizado en un esferoide. Usado para productos refinados del petróleo tales como naftas, querosene, gas oil, LPG, Fuel Oil y petróleos crudos a alta presión.
- ✦ Uretano: usado en donde es necesaria la resistencia a la abrasión y para aplicaciones a baja temperatura.
- ✦ Un cuarto material utilizado en los esferoides es el Vitón. Sin embargo los esferoides de Vitón solamente están disponibles en forma sólida, es decir no son inflables, los cuales presentan problemas para proveer un buen sello.

Los esferoides de Vitón son considerados buenos para el uso con fluidos con alto contenido de aromáticos puesto que el vitón es menos probable que se dilate.

PRUEBA DE MEDIDORES

La prueba de medidores es un procedimiento utilizado para determinar la exactitud de un medidor. Este proceso se aplica normalmente a medidores de desplazamiento positivo y turbinas, puesto que ellos dan una lectura directa del volumen desplazado .

La calibración se debe realizar bajo las condiciones de operación existentes. El principio básico en el que se apoya el ensayo de un medidor, es un desplazamiento preciso y repetitivo del líquido a través de un volumen precalibrado entre dos detectores .

El ensayo se lleva a cabo al forzar una esfera o pistón a través de una sección calibrada de caño (probador), utilizando la energía de la corriente del fluido que circula .

El desplazador opera un switch detector que inicia una cuenta de pulsos en un totalizador electrónico, solamente durante el período en que se está moviendo dentro de la sección calibrada. Este tipo de probadores son los más comunes en la actualidad puesto que permiten pruebas bajo condiciones reales de operación .

Los sistemas de prueba son abarcados en detalle en el Capítulo 4.8 del MPMS API.

El contador electrónico antes mencionado accionado por los detectores, indica el volumen correspondiente que pasa a través del medidor, el cual es comparado con el volumen verdadero del probador.

Se determina así una relación matemática que se denomina "*factor del medidor*" (MF) y que se expresa:

$$(MF) = \frac{\text{Volumen Neto Probador}}{\text{Volumen Neto Medidor}}$$

La información necesaria para obtener el *Factor del Medidor* se basa en los siguientes factores de corrección:

Existen cuatro (4) factores principales de corrección involucrados en el cálculo de las cantidades líquidas (CTS) (CPS) (CTL) (CPL).

Estos factores se originan por los efectos de la temperatura y presión sobre:

El recipiente (probador de desplazamiento mecánico y medidor)

El líquido en sí.

(CTS) = Factor de corrección por efecto de la temperatura sobre el acero del probador.

Cuando el equipo está sujeto a un cambio en la temperatura, cambiará su volumen debido a la expansión térmica del acero.

NOTA: Se asume que la temperatura del acero es la misma que la del líquido y está indicada por los termómetros de entrada y salida del probador.

El líquido debe ser circulado a través del mismo hasta que se obtenga una estabilidad en la temperatura antes de iniciar las pruebas.

$$CTS = 1 + (T - 15) * \text{Gamma.}$$

Donde:

T: Temperatura de la pared del probador en[°C].

Gamma: Coeficiente de dilatación cúbica del acero al carbono [1/°C]: 0,0000335.

Ver MPMS API Cap.12.2.3

(CPS) = Factor de corrección por efecto de la presión sobre el acero.

El probador, cuando está sujeto a una presión interna se deformará elásticamente provocando un cambio en el volumen de acuerdo a esto.

$$(CPS) = 1 + (P \cdot D / E \cdot t)$$

Donde:

P= Presión interna en [Bar].

D= Diámetro Interno del caño en [mm].

E= Módulo de elasticidad del acero 2068500

t = Espesor de la pared del caño en [mm].

(CTL) = Factor de corrección por efecto de la temperatura sobre el líquido .

Si un volumen de petróleo líquido está sujeto a un cambio en la temperatura, se dilatará tanto como la temperatura se incremente o se contraerá si la temperatura disminuye.

El cambio de volumen, es proporcional al coeficiente de dilatación térmica del líquido el cual varía con la densidad y la temperatura.

NOTA: La temperatura del líquido puede o no la misma en el medidor como en el probador, por esta razón se deben observar los termómetros de ambos equipos y determinar el CTL para ambas lecturas.

$$CTL = \text{EXP}(-\alpha \cdot (T-15) - 0.8 \cdot (\alpha)^2 \cdot (T-15)^2)$$

Donde: $\alpha = K_0 / \text{Rho}^2 + K_1 / \text{Rho}$

Donde: $K_0 = 613.9723$ y $K_1 = 0$ (para petróleos crudos)

Rho = Densidad del producto a 15°C en [Kg/m³].

(CPL) = Factor de corrección por efecto de la presión sobre el líquido.

Si un volumen de petróleo está sujeto a un cambio en presión éste disminuirá cuando la presión se incremente y aumentará cuando la presión disminuya .

El cambio de volumen es proporcional al factor de compresibilidad del líquido (F) el cual depende de la densidad y la temperatura.

$$(CPL) = 1 / (1 - P \cdot F).$$

Donde: P = Presión en [Bar].

F = Factor de compresibilidad

$$F = \text{EXP} (-1.62080 + (0.00021592 * T) + (0.87096 / \text{Rho}) + (0.0042092 * T) / \text{Rho}^2)$$

Donde: T : Temperatura en [°C].

Rho : Densidad del líquido a 15° C en [gr/cm3]

Luego el producto de estos factores es igual a

$$\text{FCC} = (\text{CTS}) * (\text{CPS}) * (\text{CPL}) * (\text{CTL})$$

Denominado *Factor de Corrección Combinado*

CANTIDAD DE PULSOS

De acuerdo al "*Manual of Petroleum Measurement Standard*" (MPMS) API Capítulo 4.8, en los probadores convencionales del tipo bidireccional se deben acumular un mínimo de 10.000 pulsos por cada "pasada" (o media carrera) entre los dos detectores, es decir 20.000 pulsos por carrera completa (Round Trip).

NUMERO DE CARRERAS PARA ESTABLECER EL FACTOR DEL MEDIDOR

Generalmente son cinco carreras, en las cuales la tolerancia de repetibilidad entre todas ellas se establece en 0.05%, ó 0.0005 o lo que es lo mismo decir 5 partes en 10.000 del total de pulsos de una carrera.

En los actuales procesadores se ha programado una rutina en la cual cuando el equipo verifica repetibilidad en tres carreras consecutivas de 0.02%, automáticamente el equipo cesa los lanzamientos y calcula el MF basándose en esas tres carreras.

CALCULO DEL VOLUMEN ENTREGADO POR EL MEDIDOR

Los Microprocesadores compensadores de Temperatura y Presión realizan sus cálculos internos aplicando las Ecuaciones del MPMS API de la siguiente manera:

$$\text{Volumen Raw (Volumen crudo)} = \text{Pulsos Raw} / \text{K Factor.}$$

Donde: K Factor = Pulsos / Unidad de Volumen

ej: Pulsos / m3 ; Pulsos / litro ; etc.

$$\text{Volumen Gross (Volumen Bruto)} = \text{Volumen Raw} * \text{Meter Factor (1).}$$

$$\text{Volumen Neto} = \text{Volumen Gross} * \text{CTL} * \text{CPL}$$

que también podemos escribir considerando la (1)

$$\text{Volumen Neto} = \text{Volumen Raw} * \text{MF} * \text{CTL} * \text{CPL}$$

VÁLVULA DE CONTRAPRESION

Las *válvulas de contrapresión* están ubicadas aguas abajo del medidor y de las conexiones al probador, se utilizan para mantener una condición de presión sobre el medidor y el sistema probador.

Dichas válvulas son ajustadas normalmente a $1,4 \text{ Kg/cm}^2$ por encima de la tensión de vapor del fluido que se está midiendo.

VÁLVULA DE CONTROL DE CAUDAL

Las válvulas de control de caudal se utilizan para mantener constante el caudal deseado.

Cuando el nivel del tanque que alimenta la bomba de carga cambia, o cuando se pone o saca el probador de servicio, tendrá lugar un cambio de caudal, si solamente se usa una válvula de contrapresión.

Puesto que un medidor se prueba al caudal al que debe operar, se debe mantener este parámetro constante para varias condiciones.

Otra aplicación de las mismas, se verifica cuando la unidad está compuesta de más de dos ramales, puesto que ellas sirven para balancear el caudal de dos o más medidores en línea.

VÁLVULA DE RETENCION VÁLVULA DE SEGURIDAD

La válvula de retención instalada sobre la unidad LACT se utiliza para asegurar que ningún fluido ingresa al sistema de medición en dirección contraria. Se colocan como último elemento a posteriori de la válvula de contrapresión.

La válvula más utilizada como válvula de seguridad para una unidad LACT es la válvula de alivio térmico. Estas válvulas se dimensionan solamente para aliviar la presión debido a la expansión térmica del fluido y se utilizan cuando existe la posibilidad de daños al equipamiento entre dos puntos cerrados.

SISTEMA DE DRENAJE

Las unidades LACT requieren un sistema de drenaje que permita que cada componente que posea un drenaje sea controlado.

Después que el líquido es medido *no debe haber pérdidas por los drenajes*. Esto generalmente se logra con un sistema de drenaje del tipo abierto.

Si se requiere un sistema de drenaje del tipo cerrado (Terminales de Despacho a Camiones), se debe instalar un visor de vidrio u otro dispositivo para asegurar que ningún líquido se pierda a posteriori de la medición.

VENTEOS

Los venteos son utilizados en los puntos más altos de la unidad LACT(loop de muestreo y pipas de conexión al probador) y también sobre los filtros para liberar el aire que podría quedar atrapado en los mencionados puntos del equipo.

Estos venteos aunque eliminarán algo de aire no están diseñados para ser utilizados como un desgasificador.

Si se verificara la presencia de grandes cantidades de aire se deben usar eliminadores de aire.

INSTRUMENTACIÓN

La instrumentación necesaria para un medidor de líquido varía con la aplicación de la medición.

Generalmente, es necesario compensar por efectos de la temperatura y presión sobre el volumen pasado a través del medidor.

Un medidor compensado por temperatura y presión posee un procesador con dos tipos de indicación: *totalización bruta* que indica el volumen que pasó en las condiciones de línea, y *totalización neta* o compensada que indica el volumen pasado a condiciones base (15°C).

Con los medidores de desplazamiento positivo antiguamente la compensación de temperatura se realizaba en forma mecánica, mientras que en las turbinas siempre debió ser realizada electrónicamente puesto que éstas generan pulsos como señal de flujo.

Los transmisores de presión y temperatura y también los manómetros y termómetros deben poseer buena precisión y exactitud.

Los transmisores envían una señal analógica o digital, al tablero de control; esta información se utiliza en el cálculo de las cantidades de líquido, por consiguiente se debe proveer un equipamiento extremadamente exacto.

Los manómetros deben ser de fácil lectura y mantenimiento.

Los transmisores de temperatura y termómetros estarán ubicados en termovainas de acero inoxidable que se extienden hasta 1/3 del centro de la cañería.

Los transmisores de presión y manómetros dispondrán de una válvula de bloqueo y purga que permitirá que los mismos puedan ser controlados y calibrados sobre el piping.



TABLERO DE CONTROL

El panel o tablero de control es el "nervio central" en la unidad LACT y por lo tanto controla sus funciones y operaciones .

El mismo puede estar instalado sobre el skid (panel local) o fuera del mismo (panel remoto).

En el mencionado Tablero, se alojará un computador que calculará y documentará los volúmenes según el Capítulo 12 del MPMS API; el mencionado panel de control se usa también para las siguientes funciones:

- ✦ Alto y bajo caudal.
- ✦ Alta y baja presión.
- ✦ Alta presión diferencial de filtros.
- ✦ Selección del medidor (ramal).
- ✦ Falla del medidor(falta de pulsos).
- ✦ Falla de alineación de las Válvulas del ramal.
- ✦ Posición de alineación de la válvula de 4 vías.
- ✦ Aborto de prueba de calibración.
- ✦ Aborto de prueba de calibración por pérdida en sellos de la válvula de 4 vías .
- ✦ El Tablero de control también procesa la siguiente
- ✦ información en lo que se refiere a las entradas:
- ✦ Interruptor de señal de selección de ramal.
- ✦ Interruptor de señal si/no del muestreador automático.
- ✦ Botón de reconocimiento de alarma.
- ✦ Botón de reset de alarma.
- ✦ Botón de inicio de prueba de calibración.
- ✦ Botón para abortar prueba de calibración.
- ✦ Interruptores detectores de esfera.

Además el mencionado panel puede suministrar una señal de paro (local o remoto) por las siguientes causas:

- ✦ Largo tiempo de rechazo(Unidad de Rechazo).
- ✦ Falla de un componente.
- ✦ Falta de presión de línea.
- ✦ Alta Presión de línea.

NORMA DE PROCEDIMIENTO

INGENIERIA / PRODUCCION

N.P.Nº 077

OBJETO: UNIDAD A.C.T.

Factor del Medidor

La unidad A.C.T. tiene un sistema de calibración del medidor mediante un pistón verificador.

La calibración se realiza por comparación de los volúmenes de fluido desplazados por el medidor y el pistón verificador a las condiciones de contrato. $P = 14.7 \text{ psia}$ y $t = 60^\circ\text{F}$.

$$\text{Factor del medidor} = \frac{\text{volumen desplazado por el pistón (60°F; 14.7psia)}}{\text{volumen desplazado por el medidor (60°; 14.7psia)}}$$

El medidor es de desplazamiento positivo equipado con un compensador automático de temperatura que corrige la medición a 60°F para un rango de densidad determinada.

La comparación se realiza mediante un sistema electrónico de la siguiente forma:

El medidor tiene un transmisor que genera 10000 impulsos por m^3 de fluido desplazado.

El transmisor se conecta con un marcador electrónico de impulsos.

El cilindro verificador tiene unos interruptores ubicados en cada extremo que marcan el pasaje del pistón.

Los interruptores se conectan con el marcador electrónico.

De este modo el marcador electrónico recibe los impulsos del medidor generados por el paso de fluido, durante el desplazamiento del pistón entre interruptor e interruptor.

a. Volumen medidor ($60^\circ\text{F}; 0\text{psi}$) = $\frac{\text{Promedio impulsos por ida y vuelta pistón}}{10000 \text{ impulsos}/\text{m}^3}$

b. Volumen desplazado por el pistón:

El volumen del cilindro probador a 60°F y 14.7psia es igual a:

$$VP = 3.84924 \text{ m}^3$$

Las dimensiones del cilindro cambian debido a cambios en la presión y temperatura, de modo que a las condiciones de ensayo $P; t$, el volumen del cilindro será:

$$VP \times CTA \times CEP$$

CTA = factor de corrección por cambios en la temperatura del acero

CEP = factor de corrección por cambios en la presión (corrección de estiramiento por presión).

PREPARADO POR:

APROBADO POR:

REEMPLAZA N.P.Nº

A. Dipinto

FECHA:

NORMA DE PROCEDIMIENTO

INGENIERIA / PRODUCCION

N.P.N° 8/77

TO: UNIDAD A.C.T.

La expresión anterior da el volumen de líquido desplazado a las condiciones de ensayo.

El volumen de líquido desplazado a las condiciones de $t = 60^\circ \text{F}$ y $P = 14.7 \text{psia}$ vendrá dado por:

Vol. desplazado por el pistón ($14.7 \text{psia}; 60^\circ \text{F}$) = $(VP \times CTA \times CEP) \times CTL \times F$

CTL = factor de corrección del volumen de líquido por cambios en la temperatura.

F = factor de corrección del volumen de líquido por cambios en la presión.

c. Determinación de los factores de corrección

1. CTL

$$CTL = \frac{V_{60^\circ \text{F}}}{V_{t^\circ \text{F}}} = \frac{\text{densidad a } t^\circ \text{F}}{\text{densidad a } 60^\circ \text{F}}$$

Se obtiene de las tablas ASTM D 1250 en función de la temperatura del probador y de la densidad API a 60°F del fluido.

2. F

La expresión que da los cambios en el volumen de líquido por cambios en la presión es:

$$V_{(0 \text{ psig})} = V_{(P \text{ psig})} \left[1 - (0 - P) \frac{\beta}{100000} \right] \text{ con } 0 \text{ psig} = 14.7 \text{ psia.}$$

$$V_{(0 \text{ psig})} = V_{(P \text{ psig})} \left(1 + \frac{P \beta}{100000} \right)$$

De modo que

$$F = \left(1 + \frac{P \beta}{100000} \right)$$

β = compresibilidad del fluido, $\frac{1}{1000 \text{ psig}}$

En página 52 de la norma API std. 1101 First Edition, August 1960, se tiene gráfico β en función de la densidad API a 60°F del fluido y la temperatura del probador. β viene expresado en $\frac{1}{1000 \text{ psi}}$.

3. CTA

$$CTA = 1 + (t - 60) E_c$$

ELABORADO POR:

APROBADO POR:

REEMPLAZA N.P.N°

FECHA:

NORMA DE PROCEDIMIENTO

INGENIERIA / PRODUCCION

N.P.N° 8/77

ASUNTO: UNIDAD A.C.T.

t = temperatura del probador, °F
E_c = Coeficiente de expansión cúbica del acero.

La norma ASA std. B 31.3- 1959: Petroleum Refinery Piping recomienda el valor E = 0.0000182 °F⁻¹

$$4. \frac{CEP}{CEP} = 1 + \frac{(P - P_0) \cdot D}{t \times E}$$

P = presión de ensayo, en el probador, psig.
P₀ = presión a la que fue determinado el volumen de referencia del probador, psig.
D = diámetro interno del probador, pulg.
t = espesor de pared del cilindro probador, pulg.
E = módulo de elasticidad del acero = 30 x 10⁶ lb/pulg²

En nuestro caso:

P₀ = 0 psig; D = 24 pulg.; t = 0.375 pulg.

$$CEP = 1 + 2.1333 \times 10^{-6} P$$

Para P = 24 psig: CEP = 0.000051

P = 70 psig: CEP = 0.000149

Para presiones comprendidas entre 24 y 70 psig se acepta usar el valor promedio CEP = 0.0001

B. Operación de calibración

Para calibrar el medidor con el pistón verificador se debe:

- Conectar el pistón en serie con el medidor mediante el by pass instalado, abriendo las dos válvulas mariposas de 8" y cerrando la válvula esclusa de 8".
- Se deja circulando el fluido con calefacción el tiempo necesario para alcanzar una temperatura de equilibrio (135 a 145°F recomendable) y una presión del orden de 45 a 55 psig, valor que se alcanza con dos bombas A-368 en funcionamiento (número mínimo de bombas en operación normal): Esta maniobra purga el gas del sistema y permite alcanzar el equilibrio térmico.
- Se conecta el contador electrónico con el generador de pulsos del medidor y con los interruptores del pistón.
- Se acciona la válvula de 4 vías las veces que sea necesario hasta conseguir similitud en las lecturas de los termómetros y en las obtenidas en el contador de pulsos en cada viaje de ida y vuelta

REPARADO POR:

APROBADO POR:

REEMPLAZA N.P.N°

FECHA:

NORMA DE PROCEDIMIENTO

INGENIERIA / PRODUCCION

N.P.N° 8/77

OBJETO: UNIDAD A.C.T.

del pistón. Diferencias entre estas lecturas mayores de 50 pulsos pueden indicar alguna anormalidad.

- e. Utilizando la planilla N° 1:
Se anota la hora de iniciación del ensayo, t° y P del pistón, se arranca el pistón y se toman las lecturas iniciales del medidor. Se anotarán los impulsos correspondientes a diez idas e idas y vueltas del pistón. El promedio de los pulsos de diez idas y vueltas se utiliza para calcular el factor del medidor.
- f. Al promediar el ensayo se obtendrá una muestra del fluido del circuito del analizador para determinar la densidad del mismo. Este ensayo se realizará con el fluido a una temperatura entre 50 y 55 °C.
- g. Al finalizar el ensayo se tomarán la t° y P del pistón y las lecturas finales del medidor. Se anota la hora de finalización.
- h. Utilizando la planilla N° 2 se determinan los factores de corrección.
- i. Utilizando la Planilla de ensayo de medidor de caudal convenida con YPF, se vuelcan los datos y se calcula el factor del medidor.
- j. Una vez firmada por los representantes de ASCDCo. e YPF se entrega el original a Contaduría/Mza., una copia a YPF y la restante para archivo. Además, se debe informar el valor obtenido al Dpto. de Producción.

PREPARADO POR:

APROBADO POR:

REEMPLAZA N.P.N°

FECHA:

301
35
PLANILLA DE ENSAYO DE MEDIDOR DE CAUDAL
POR PISTON DE PRUEBA BI-DIRECCIONAL

| | | | | | |
|--|--------------------------------------|----------------------------|--|----------------------------|-------------------------------|
| UBICACION PLANTA DE TANQUES, LA VENTANA | | PRODUCTO PETROLEO CRUDO | | PLANILLA N° | FECHA |
| MEDIDOR D-10 | MARCA Y MODELO A. D SMITH LH B-51 | MEDIDA 8 PULGADAS | CORRECCION DE TEMPERATURA <input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO | | N° DE SERIE 223.645 |
| PISTON D-10 | | MEDIDA 24 Pulg. | VOLUMEN DE IDA Y VUELTA A 60° F Y 0 PSI 3,84924 METROS CUBICOS | DENSIDAD OBSERVADA A °C | DENSIDAD CORREGIDA A 15 °C |
| | | | TEMPERATURA AMBIENTE °C | | |

DATOS DE ENSAYO

| Ct | IO | IMPULSOS | | MEDIDOR | | PISTON | |
|----------|----|----------|--------------|----------------|---------|----------------|---------|
| | | IDA | IDA Y VUELTA | IMPULSOS #F | PRESION | IMPULSOS #F | PRESION |
| 1 | | | | | | | |
| 3 | | | | | | | |
| 6 | | | | | | | |
| 8 | | | | | | | |
| 11 | | | | | | | |
| 2 | | | | | | | |
| Promedio | | | | | | | |

MÉTODO

VOLUMEN NETO DEL PISTON = VP x CTL x CTA x CEP x F

VOLUMEN NETO DEL MEDIDOR = $\frac{\text{IMPULSOS PROM. POR IDA Y VUELTA}}{\text{IMPULSOS POR METRO CUBICO}} \times \text{CTL}$

FACTOR DEL MEDIDOR = $\frac{\text{VOLUMEN NETO DEL PISTON}}{\text{VOLUMEN NETO DEL MEDIDOR}}$

- VP = VOLUMEN DEL PISTON A 60 °F Y 0 PSI
- CTL = CORRECCION POR TEMPERATURA DEL LIQUIDO
- CTA = CORRECCION POR TEMPERATURA DEL AEREN
- CEP = CORRECCION DE ESTIRAMIENTO POR PRESION
- F = CORRECCION POR COMPRESIBILIDAD DEL LIQUIDO
- 10000 = IMPULSOS POR METRO CUBICO

C Á L C U L O S

| | | | | | | | | | | |
|--|---|-----|---|---|---|--------------------|---------------------------------|--|---|------------------------------------|
| VOLUMEN DEL PISTON 3,84924 m³ | x | CTL | x | CTA | x | CEP | x | F | = | VOLUMEN NETO DEL PISTON 3,72262 |
| N° MEDIO DE IMPULSOS POR IDA Y VUELTA DEL PISTON | | | | IMPULSOS POR METRO CUBICO | x | CTL | | | = | VOLUMEN NETO DEL MEDIDOR |
| VOLUMEN NETO DEL PISTON | | | | VOLUMEN NETO DEL MEDIDOR | = | FACTOR DEL MEDIDOR | FECHA EFECTIVA | DIFERENCIA CON EL ULTIMO FACTOR <input type="checkbox"/> MENOR <input type="checkbox"/> MAS | | |
| LECTURAS DEL TOTALIZADOR AL PRINCIPIO DEL ENSAYO A- | | | | LIQUIDO MEDIDO DESDE EL ULTIMO ENSAYO B- | | | DURACION DEL ENSAYO SEGUNDOS | CAUDAL M³/HORA | | |

OBSERVACIONES, REPARACIONES O AJUSTES DE MEDIDOR O DEL PISTON

| | |
|----------------|---------------------------|
| AYUDADO POR: | CALCULOS VERIFICADOS POR: |
| REPRESENTANTES | |
| POR A.C.S.O. | POR Y.P.F. |

Table 5

ASTM—IP.

API Gravity Reduction to 60° F.

30-39° API

100-150° P.

| Observed Temperature, °F. | API Gravity at Observed Temperature | | | | | | | | | |
|---------------------------|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 |
| | Corresponding API Gravity at 60° F. | | | | | | | | | |
| 100 | 27.4 | 28.4 | 29.3 | 30.3 | 31.3 | 32.2 | 33.2 | 34.1 | 35.1 | 36.0 |
| 101 | 27.4 | 28.3 | 29.3 | 30.2 | 31.2 | 32.1 | 33.1 | 34.0 | 35.0 | 35.9 |
| 102 | 27.3 | 28.3 | 29.2 | 30.2 | 31.1 | 32.1 | 33.0 | 34.0 | 34.9 | 35.9 |
| 103 | 27.2 | 28.2 | 29.1 | 30.1 | 31.1 | 32.0 | 33.0 | 33.9 | 34.9 | 35.8 |
| 104 | 27.2 | 28.1 | 29.1 | 30.0 | 31.0 | 31.9 | 32.9 | 33.8 | 34.8 | 35.7 |
| 105 | 27.1 | 28.1 | 29.0 | 30.0 | 30.9 | 31.9 | 32.8 | 33.8 | 34.7 | 35.7 |
| 106 | 27.0 | 28.0 | 29.0 | 29.9 | 30.9 | 31.8 | 32.8 | 33.7 | 34.6 | 35.6 |
| 107 | 27.0 | 27.9 | 28.9 | 29.8 | 30.8 | 31.7 | 32.7 | 33.6 | 34.6 | 35.6 |
| 108 | 26.9 | 27.9 | 28.8 | 29.8 | 30.7 | 31.7 | 32.6 | 33.6 | 34.6 | 35.4 |
| 109 | 26.9 | 27.8 | 28.8 | 29.7 | 30.7 | 31.6 | 32.6 | 33.5 | 34.4 | 35.4 |
| 110 | 26.8 | 27.7 | 28.7 | 29.6 | 30.6 | 31.5 | 32.5 | 33.4 | 34.4 | 35.3 |
| 111 | 26.7 | 27.7 | 28.6 | 29.6 | 30.5 | 31.5 | 32.4 | 33.4 | 34.3 | 35.2 |
| 112 | 26.7 | 27.6 | 28.6 | 29.5 | 30.5 | 31.4 | 32.3 | 33.3 | 34.2 | 35.2 |
| 113 | 26.6 | 27.6 | 28.5 | 29.5 | 30.4 | 31.3 | 32.3 | 33.2 | 34.2 | 35.1 |
| 114 | 26.5 | 27.5 | 28.4 | 29.4 | 30.3 | 31.3 | 32.2 | 33.2 | 34.1 | 35.0 |
| 115 | 26.5 | 27.4 | 28.4 | 29.3 | 30.3 | 31.2 | 32.1 | 33.1 | 34.0 | 35.0 |
| 116 | 26.4 | 27.4 | 28.3 | 29.3 | 30.2 | 31.1 | 32.1 | 33.0 | 34.0 | 34.9 |
| 117 | 26.4 | 27.3 | 28.3 | 29.2 | 30.1 | 31.1 | 32.0 | 32.9 | 33.9 | 34.8 |
| 118 | 26.3 | 27.2 | 28.2 | 29.1 | 30.1 | 31.0 | 31.9 | 32.9 | 33.8 | 34.7 |
| 119 | 26.2 | 27.2 | 28.1 | 29.1 | 30.0 | 30.9 | 31.8 | 32.8 | 33.7 | 34.7 |
| 120 | 26.2 | 27.1 | 28.1 | 29.0 | 29.9 | 30.9 | 31.8 | 32.7 | 33.7 | 34.6 |
| 121 | 26.1 | 27.1 | 28.0 | 28.9 | 29.9 | 30.8 | 31.7 | 32.7 | 33.6 | 34.5 |
| 122 | 26.1 | 27.0 | 27.9 | 28.9 | 29.8 | 30.8 | 31.7 | 32.6 | 33.5 | 34.5 |
| 123 | 26.0 | 26.9 | 27.9 | 28.8 | 29.8 | 30.7 | 31.6 | 32.5 | 33.5 | 34.4 |
| 124 | 25.9 | 26.9 | 27.8 | 28.8 | 29.7 | 30.6 | 31.5 | 32.5 | 33.4 | 34.3 |
| 125 | 25.9 | 26.8 | 27.8 | 28.7 | 29.6 | 30.6 | 31.5 | 32.4 | 33.3 | 34.3 |
| 126 | 25.8 | 26.8 | 27.7 | 28.6 | 29.6 | 30.5 | 31.4 | 32.3 | 33.3 | 34.2 |
| 127 | 25.8 | 26.7 | 27.6 | 28.6 | 29.5 | 30.4 | 31.4 | 32.3 | 33.2 | 34.1 |
| 128 | 25.7 | 26.6 | 27.6 | 28.5 | 29.4 | 30.4 | 31.3 | 32.2 | 33.1 | 34.1 |
| 129 | 25.6 | 26.6 | 27.5 | 28.4 | 29.4 | 30.3 | 31.2 | 32.1 | 33.1 | 34.0 |
| 130 | 25.6 | 26.5 | 27.4 | 28.4 | 29.3 | 30.2 | 31.2 | 32.1 | 33.0 | 33.9 |
| 131 | 25.5 | 26.5 | 27.4 | 28.3 | 29.2 | 30.2 | 31.1 | 32.0 | 32.9 | 33.8 |
| 132 | 25.5 | 26.4 | 27.3 | 28.2 | 29.2 | 30.1 | 31.0 | 31.9 | 32.9 | 33.8 |
| 133 | 25.4 | 26.3 | 27.3 | 28.2 | 29.1 | 30.0 | 31.0 | 31.9 | 32.8 | 33.7 |
| 134 | 25.3 | 26.3 | 27.2 | 28.1 | 29.0 | 30.0 | 30.9 | 31.8 | 32.7 | 33.6 |
| 135 | 25.3 | 26.2 | 27.1 | 28.1 | 29.0 | 29.9 | 30.8 | 31.7 | 32.7 | 33.6 |
| 136 | 25.2 | 26.1 | 27.1 | 28.0 | 28.9 | 29.8 | 30.8 | 31.7 | 32.6 | 33.5 |
| 137 | 25.2 | 26.1 | 27.0 | 27.9 | 28.9 | 29.8 | 30.7 | 31.6 | 32.5 | 33.4 |
| 138 | 25.1 | 26.0 | 27.0 | 27.9 | 28.8 | 29.7 | 30.6 | 31.6 | 32.5 | 33.4 |
| 139 | 25.0 | 26.0 | 26.9 | 27.8 | 28.7 | 29.7 | 30.6 | 31.6 | 32.4 | 33.3 |
| 140 | 25.0 | 25.9 | 26.8 | 27.8 | 28.7 | 29.6 | 30.5 | 31.4 | 32.3 | 33.2 |
| 141 | 24.9 | 25.9 | 26.8 | 27.7 | 28.6 | 29.5 | 30.4 | 31.4 | 32.3 | 33.2 |
| 142 | 24.9 | 25.8 | 26.7 | 27.6 | 28.5 | 29.5 | 30.4 | 31.3 | 32.2 | 33.1 |
| 143 | 24.8 | 25.7 | 26.6 | 27.6 | 28.5 | 29.4 | 30.3 | 31.2 | 32.1 | 33.0 |
| 144 | 24.7 | 25.7 | 26.6 | 27.5 | 28.4 | 29.3 | 30.3 | 31.2 | 32.1 | 33.0 |
| 145 | 24.7 | 25.6 | 26.5 | 27.4 | 28.4 | 29.3 | 30.2 | 31.1 | 32.0 | 32.9 |
| 146 | 24.6 | 25.6 | 26.5 | 27.4 | 28.3 | 29.2 | 30.1 | 31.0 | 31.9 | 32.8 |
| 147 | 24.6 | 25.5 | 26.4 | 27.3 | 28.2 | 29.1 | 30.1 | 31.0 | 31.9 | 32.8 |
| 148 | 24.5 | 25.4 | 26.3 | 27.3 | 28.2 | 29.1 | 30.0 | 30.9 | 31.8 | 32.7 |
| 149 | 24.4 | 25.4 | 26.3 | 27.2 | 28.1 | 29.0 | 29.9 | 30.8 | 31.7 | 32.6 |
| 150 | 24.4 | 25.3 | 26.2 | 27.1 | 28.1 | 29.0 | 29.9 | 30.8 | 31.7 | 32.6 |

CORRECCION POR TEMPERATURA DEL LIQUIDO (CTL)

Table 6
20-29° API Volume Reduction to 60° F. ASTM-IP
100-150° F..

| Observed Temperature, °F. | API Gravity at 60° F. | | | | | | | | | |
|---------------------------|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 |
| | Factor for Reducing Volume to 60° F. | | | | | | | | | |
| 100 | 0.9811 | 0.9813 | 0.9812 | 0.9811 | 0.9809 | 0.9808 | 0.9807 | 0.9805 | 0.9804 | 0.9802 |
| 101 | 0.9810 | 0.9809 | 0.9808 | 0.9807 | 0.9805 | 0.9804 | 0.9803 | 0.9801 | 0.9800 | 0.9798 |
| 102 | 0.9806 | 0.9805 | 0.9804 | 0.9803 | 0.9801 | 0.9800 | 0.9799 | 0.9797 | 0.9796 | 0.9794 |
| 103 | 0.9803 | 0.9801 | 0.9800 | 0.9799 | 0.9797 | 0.9796 | 0.9795 | 0.9793 | 0.9792 | 0.9790 |
| 104 | 0.9800 | 0.9797 | 0.9796 | 0.9795 | 0.9793 | 0.9792 | 0.9791 | 0.9789 | 0.9788 | 0.9786 |
| 105 | 0.9800 | 0.9800 | 0.9800 | 0.9800 | 0.9800 | 0.9800 | 0.9800 | 0.9800 | 0.9800 | 0.9800 |
| 106 | 0.9821 | 0.9820 | 0.9818 | 0.9817 | 0.9815 | 0.9814 | 0.9813 | 0.9811 | 0.9810 | 0.9807 |
| 107 | 0.9817 | 0.9816 | 0.9814 | 0.9813 | 0.9812 | 0.9810 | 0.9809 | 0.9807 | 0.9806 | 0.9803 |
| 108 | 0.9813 | 0.9812 | 0.9810 | 0.9809 | 0.9808 | 0.9806 | 0.9805 | 0.9803 | 0.9801 | 0.9799 |
| 109 | 0.9809 | 0.9808 | 0.9806 | 0.9805 | 0.9804 | 0.9802 | 0.9800 | 0.9799 | 0.9797 | 0.9795 |
| 110 | 0.9806 | 0.9804 | 0.9803 | 0.9801 | 0.9800 | 0.9798 | 0.9796 | 0.9795 | 0.9793 | 0.9791 |
| 111 | 0.9802 | 0.9800 | 0.9799 | 0.9797 | 0.9796 | 0.9794 | 0.9792 | 0.9790 | 0.9789 | 0.9787 |
| 112 | 0.9798 | 0.9796 | 0.9795 | 0.9793 | 0.9792 | 0.9790 | 0.9788 | 0.9786 | 0.9784 | 0.9782 |
| 113 | 0.9794 | 0.9792 | 0.9791 | 0.9789 | 0.9788 | 0.9786 | 0.9784 | 0.9782 | 0.9780 | 0.9778 |
| 114 | 0.9790 | 0.9788 | 0.9787 | 0.9785 | 0.9784 | 0.9782 | 0.9780 | 0.9778 | 0.9776 | 0.9774 |
| 115 | 0.9786 | 0.9785 | 0.9783 | 0.9781 | 0.9780 | 0.9778 | 0.9776 | 0.9774 | 0.9772 | 0.9770 |
| 116 | 0.9782 | 0.9781 | 0.9779 | 0.9777 | 0.9776 | 0.9774 | 0.9772 | 0.9770 | 0.9768 | 0.9766 |
| 117 | 0.9779 | 0.9777 | 0.9775 | 0.9774 | 0.9772 | 0.9770 | 0.9768 | 0.9766 | 0.9764 | 0.9762 |
| 118 | 0.9775 | 0.9773 | 0.9771 | 0.9770 | 0.9768 | 0.9766 | 0.9764 | 0.9762 | 0.9760 | 0.9757 |
| 119 | 0.9771 | 0.9769 | 0.9767 | 0.9766 | 0.9764 | 0.9762 | 0.9760 | 0.9758 | 0.9756 | 0.9753 |
| 120 | 0.9767 | 0.9765 | 0.9763 | 0.9762 | 0.9760 | 0.9758 | 0.9756 | 0.9754 | 0.9751 | 0.9749 |
| 121 | 0.9763 | 0.9761 | 0.9760 | 0.9758 | 0.9756 | 0.9754 | 0.9752 | 0.9750 | 0.9747 | 0.9745 |
| 122 | 0.9759 | 0.9758 | 0.9756 | 0.9754 | 0.9752 | 0.9750 | 0.9748 | 0.9746 | 0.9743 | 0.9741 |
| 123 | 0.9756 | 0.9754 | 0.9752 | 0.9750 | 0.9748 | 0.9746 | 0.9744 | 0.9742 | 0.9739 | 0.9737 |
| 124 | 0.9752 | 0.9750 | 0.9748 | 0.9746 | 0.9744 | 0.9742 | 0.9740 | 0.9737 | 0.9735 | 0.9733 |
| 125 | 0.9748 | 0.9746 | 0.9744 | 0.9742 | 0.9740 | 0.9738 | 0.9736 | 0.9733 | 0.9731 | 0.9728 |
| 126 | 0.9744 | 0.9742 | 0.9740 | 0.9738 | 0.9736 | 0.9734 | 0.9732 | 0.9729 | 0.9727 | 0.9724 |
| 127 | 0.9740 | 0.9738 | 0.9736 | 0.9734 | 0.9732 | 0.9730 | 0.9728 | 0.9725 | 0.9723 | 0.9720 |
| 128 | 0.9736 | 0.9734 | 0.9732 | 0.9730 | 0.9728 | 0.9726 | 0.9724 | 0.9721 | 0.9719 | 0.9716 |
| 129 | 0.9733 | 0.9731 | 0.9728 | 0.9726 | 0.9724 | 0.9722 | 0.9720 | 0.9717 | 0.9714 | 0.9712 |
| 130 | 0.9729 | 0.9727 | 0.9725 | 0.9722 | 0.9720 | 0.9718 | 0.9716 | 0.9713 | 0.9710 | 0.9708 |
| 131 | 0.9725 | 0.9723 | 0.9721 | 0.9719 | 0.9716 | 0.9714 | 0.9712 | 0.9709 | 0.9706 | 0.9704 |
| 132 | 0.9721 | 0.9719 | 0.9717 | 0.9715 | 0.9712 | 0.9710 | 0.9708 | 0.9705 | 0.9702 | 0.9699 |
| 133 | 0.9717 | 0.9715 | 0.9713 | 0.9711 | 0.9708 | 0.9706 | 0.9704 | 0.9701 | 0.9698 | 0.9695 |
| 134 | 0.9714 | 0.9711 | 0.9709 | 0.9707 | 0.9704 | 0.9702 | 0.9700 | 0.9697 | 0.9694 | 0.9691 |
| 135 | 0.9710 | 0.9707 | 0.9705 | 0.9703 | 0.9701 | 0.9698 | 0.9696 | 0.9693 | 0.9690 | 0.9687 |
| 136 | 0.9706 | 0.9704 | 0.9701 | 0.9699 | 0.9697 | 0.9694 | 0.9692 | 0.9689 | 0.9686 | 0.9683 |
| 137 | 0.9702 | 0.9700 | 0.9697 | 0.9695 | 0.9693 | 0.9690 | 0.9688 | 0.9685 | 0.9682 | 0.9679 |
| 138 | 0.9698 | 0.9696 | 0.9693 | 0.9691 | 0.9689 | 0.9686 | 0.9684 | 0.9681 | 0.9678 | 0.9675 |
| 139 | 0.9694 | 0.9692 | 0.9690 | 0.9687 | 0.9685 | 0.9682 | 0.9680 | 0.9677 | 0.9673 | 0.9670 |
| 140 | 0.9691 | 0.9688 | 0.9686 | 0.9683 | 0.9681 | 0.9678 | 0.9676 | 0.9672 | 0.9669 | 0.9666 |
| 141 | 0.9687 | 0.9684 | 0.9682 | 0.9679 | 0.9677 | 0.9674 | 0.9672 | 0.9668 | 0.9665 | 0.9662 |
| 142 | 0.9683 | 0.9681 | 0.9678 | 0.9676 | 0.9673 | 0.9670 | 0.9668 | 0.9664 | 0.9661 | 0.9658 |
| 143 | 0.9679 | 0.9677 | 0.9674 | 0.9672 | 0.9669 | 0.9666 | 0.9664 | 0.9660 | 0.9657 | 0.9654 |
| 144 | 0.9675 | 0.9673 | 0.9670 | 0.9668 | 0.9665 | 0.9662 | 0.9660 | 0.9656 | 0.9653 | 0.9650 |
| 145 | 0.9672 | 0.9669 | 0.9666 | 0.9664 | 0.9661 | 0.9658 | 0.9656 | 0.9652 | 0.9649 | 0.9646 |
| 146 | 0.9668 | 0.9665 | 0.9662 | 0.9660 | 0.9657 | 0.9655 | 0.9652 | 0.9648 | 0.9645 | 0.9641 |
| 147 | 0.9664 | 0.9661 | 0.9659 | 0.9656 | 0.9653 | 0.9651 | 0.9648 | 0.9644 | 0.9641 | 0.9637 |
| 148 | 0.9660 | 0.9658 | 0.9655 | 0.9652 | 0.9649 | 0.9647 | 0.9644 | 0.9640 | 0.9637 | 0.9633 |
| 149 | 0.9656 | 0.9654 | 0.9651 | 0.9648 | 0.9645 | 0.9643 | 0.9640 | 0.9636 | 0.9633 | 0.9629 |
| 150 | 0.9653 | 0.9650 | 0.9647 | 0.9644 | 0.9641 | 0.9639 | 0.9636 | 0.9632 | 0.9628 | 0.9625 |

Table 6

ASTM—JP

Volume Reduction to 60° F.

30-39° API

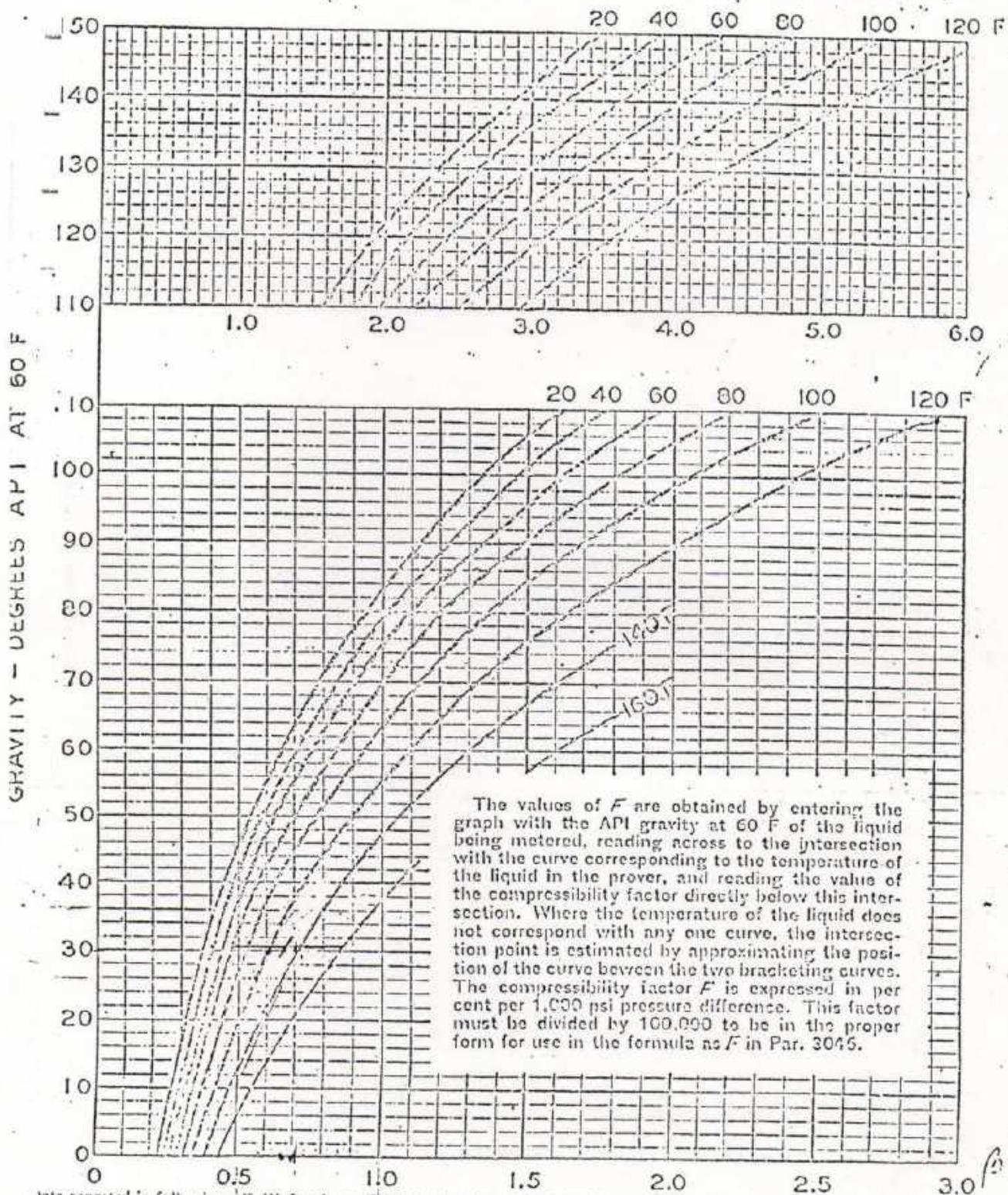
100-150° F.

| Observed Temperature, °F. | API Gravity at 60° F. | | | | | | | | | |
|---------------------------|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 |
| | Factor for Reducing Volume to 60° F. | | | | | | | | | |
| 100 | 0.9831 | 0.9829 | 0.9827 | 0.9826 | 0.9824 | 0.9822 | 0.9820 | 0.9818 | 0.9816 | 0.9814 |
| 101 | 0.9827 | 0.9825 | 0.9823 | 0.9821 | 0.9819 | 0.9818 | 0.9815 | 0.9813 | 0.9811 | 0.9809 |
| 102 | 0.9823 | 0.9821 | 0.9819 | 0.9817 | 0.9815 | 0.9813 | 0.9811 | 0.9809 | 0.9806 | 0.9804 |
| 103 | 0.9818 | 0.9816 | 0.9814 | 0.9813 | 0.9811 | 0.9809 | 0.9806 | 0.9804 | 0.9802 | 0.9800 |
| 104 | 0.9814 | 0.9812 | 0.9810 | 0.9808 | 0.9806 | 0.9804 | 0.9802 | 0.9800 | 0.9797 | 0.9795 |
| 105 | 0.9810 | 0.9808 | 0.9806 | 0.9804 | 0.9802 | 0.9800 | 0.9797 | 0.9795 | 0.9793 | 0.9790 |
| 106 | 0.9806 | 0.9804 | 0.9802 | 0.9799 | 0.9797 | 0.9795 | 0.9793 | 0.9790 | 0.9788 | 0.9786 |
| 107 | 0.9801 | 0.9799 | 0.9797 | 0.9795 | 0.9793 | 0.9791 | 0.9788 | 0.9786 | 0.9783 | 0.9781 |
| 108 | 0.9797 | 0.9795 | 0.9793 | 0.9791 | 0.9789 | 0.9786 | 0.9784 | 0.9781 | 0.9779 | 0.9776 |
| 109 | 0.9793 | 0.9791 | 0.9789 | 0.9789 | 0.9784 | 0.9782 | 0.9779 | 0.9777 | 0.9774 | 0.9772 |
| 110 | 0.9789 | 0.9787 | 0.9784 | 0.9782 | 0.9780 | 0.9778 | 0.9775 | 0.9772 | 0.9770 | 0.9767 |
| 111 | 0.9785 | 0.9782 | 0.9780 | 0.9778 | 0.9776 | 0.9773 | 0.9770 | 0.9768 | 0.9765 | 0.9763 |
| 112 | 0.9780 | 0.9778 | 0.9776 | 0.9773 | 0.9771 | 0.9769 | 0.9766 | 0.9763 | 0.9760 | 0.9758 |
| 113 | 0.9776 | 0.9774 | 0.9772 | 0.9769 | 0.9767 | 0.9764 | 0.9761 | 0.9759 | 0.9756 | 0.9753 |
| 114 | 0.9772 | 0.9770 | 0.9767 | 0.9765 | 0.9762 | 0.9760 | 0.9757 | 0.9754 | 0.9751 | 0.9748 |
| 115 | 0.9768 | 0.9765 | 0.9763 | 0.9760 | 0.9758 | 0.9755 | 0.9753 | 0.9750 | 0.9747 | 0.9744 |
| 116 | 0.9764 | 0.9761 | 0.9759 | 0.9756 | 0.9754 | 0.9751 | 0.9748 | 0.9746 | 0.9743 | 0.9739 |
| 117 | 0.9759 | 0.9757 | 0.9754 | 0.9752 | 0.9749 | 0.9747 | 0.9744 | 0.9740 | 0.9737 | 0.9734 |
| 118 | 0.9755 | 0.9753 | 0.9750 | 0.9747 | 0.9745 | 0.9742 | 0.9739 | 0.9736 | 0.9733 | 0.9730 |
| 119 | 0.9751 | 0.9748 | 0.9746 | 0.9743 | 0.9740 | 0.9738 | 0.9735 | 0.9731 | 0.9728 | 0.9725 |
| 120 | 0.9747 | 0.9744 | 0.9741 | 0.9739 | 0.9736 | 0.9733 | 0.9730 | 0.9727 | 0.9724 | 0.9721 |
| 121 | 0.9743 | 0.9740 | 0.9737 | 0.9734 | 0.9732 | 0.9729 | 0.9726 | 0.9723 | 0.9719 | 0.9716 |
| 122 | 0.9739 | 0.9736 | 0.9733 | 0.9730 | 0.9727 | 0.9724 | 0.9721 | 0.9718 | 0.9714 | 0.9711 |
| 123 | 0.9734 | 0.9731 | 0.9729 | 0.9726 | 0.9723 | 0.9720 | 0.9717 | 0.9713 | 0.9710 | 0.9707 |
| 124 | 0.9730 | 0.9727 | 0.9724 | 0.9721 | 0.9718 | 0.9716 | 0.9712 | 0.9709 | 0.9705 | 0.9703 |
| 125 | 0.9726 | 0.9723 | 0.9720 | 0.9717 | 0.9714 | 0.9711 | 0.9708 | 0.9704 | 0.9701 | 0.9697 |
| 126 | 0.9722 | 0.9719 | 0.9716 | 0.9713 | 0.9710 | 0.9707 | 0.9703 | 0.9700 | 0.9696 | 0.9693 |
| 127 | 0.9718 | 0.9714 | 0.9711 | 0.9708 | 0.9705 | 0.9702 | 0.9699 | 0.9695 | 0.9692 | 0.9688 |
| 128 | 0.9713 | 0.9710 | 0.9707 | 0.9704 | 0.9701 | 0.9698 | 0.9694 | 0.9691 | 0.9687 | 0.9683 |
| 129 | 0.9709 | 0.9706 | 0.9703 | 0.9700 | 0.9697 | 0.9693 | 0.9690 | 0.9686 | 0.9682 | 0.9679 |
| 130 | 0.9705 | 0.9702 | 0.9699 | 0.9695 | 0.9692 | 0.9689 | 0.9685 | 0.9681 | 0.9678 | 0.9674 |
| 131 | 0.9701 | 0.9698 | 0.9694 | 0.9691 | 0.9688 | 0.9684 | 0.9681 | 0.9677 | 0.9673 | 0.9669 |
| 132 | 0.9697 | 0.9693 | 0.9690 | 0.9687 | 0.9683 | 0.9680 | 0.9676 | 0.9672 | 0.9669 | 0.9665 |
| 133 | 0.9692 | 0.9689 | 0.9686 | 0.9682 | 0.9679 | 0.9676 | 0.9672 | 0.9668 | 0.9664 | 0.9660 |
| 134 | 0.9688 | 0.9685 | 0.9682 | 0.9678 | 0.9675 | 0.9671 | 0.9667 | 0.9663 | 0.9659 | 0.9655 |
| 135 | 0.9683 | 0.9681 | 0.9677 | 0.9674 | 0.9670 | 0.9667 | 0.9663 | 0.9659 | 0.9655 | 0.9651 |
| 136 | 0.9680 | 0.9676 | 0.9673 | 0.9669 | 0.9666 | 0.9662 | 0.9658 | 0.9654 | 0.9650 | 0.9646 |
| 137 | 0.9676 | 0.9672 | 0.9669 | 0.9665 | 0.9662 | 0.9658 | 0.9654 | 0.9650 | 0.9646 | 0.9641 |
| 138 | 0.9672 | 0.9668 | 0.9664 | 0.9661 | 0.9657 | 0.9653 | 0.9649 | 0.9645 | 0.9641 | 0.9637 |
| 139 | 0.9667 | 0.9664 | 0.9660 | 0.9656 | 0.9653 | 0.9649 | 0.9645 | 0.9641 | 0.9636 | 0.9632 |
| 140 | 0.9663 | 0.9659 | 0.9656 | 0.9652 | 0.9648 | 0.9645 | 0.9640 | 0.9636 | 0.9632 | 0.9628 |
| 141 | 0.9659 | 0.9655 | 0.9652 | 0.9648 | 0.9644 | 0.9640 | 0.9636 | 0.9632 | 0.9627 | 0.9623 |
| 142 | 0.9655 | 0.9651 | 0.9647 | 0.9643 | 0.9640 | 0.9636 | 0.9631 | 0.9627 | 0.9623 | 0.9618 |
| 143 | 0.9651 | 0.9647 | 0.9643 | 0.9639 | 0.9635 | 0.9631 | 0.9627 | 0.9622 | 0.9618 | 0.9614 |
| 144 | 0.9646 | 0.9643 | 0.9639 | 0.9635 | 0.9631 | 0.9627 | 0.9622 | 0.9618 | 0.9613 | 0.9609 |
| 145 | 0.9642 | 0.9638 | 0.9634 | 0.9630 | 0.9627 | 0.9623 | 0.9618 | 0.9613 | 0.9609 | 0.9604 |
| 146 | 0.9638 | 0.9634 | 0.9630 | 0.9626 | 0.9622 | 0.9618 | 0.9614 | 0.9609 | 0.9604 | 0.9600 |
| 147 | 0.9634 | 0.9630 | 0.9626 | 0.9622 | 0.9618 | 0.9614 | 0.9609 | 0.9604 | 0.9600 | 0.9595 |
| 148 | 0.9630 | 0.9626 | 0.9622 | 0.9617 | 0.9613 | 0.9609 | 0.9605 | 0.9600 | 0.9595 | 0.9590 |
| 149 | 0.9626 | 0.9621 | 0.9617 | 0.9613 | 0.9609 | 0.9605 | 0.9600 | 0.9595 | 0.9590 | 0.9585 |
| 150 | 0.9621 | 0.9617 | 0.9613 | 0.9609 | 0.9605 | 0.9600 | 0.9596 | 0.9591 | 0.9586 | 0.9581 |

20
532

V

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE



Data reported in following: E. W. Jacobson, E. E. Ambrosius, J. W. Dashiell, and C. L. Crawford, "Compressibility of Liquid Hydrocarbons," *Proc. API* 25 (IV) 39-41 (1945).

FIG. 33—Mean Compressibility of Liquid Hydrocarbons Based on Data from Zero to 1,000 psi.

COMPRESIBILIDAD DEL FLUIDO, %/1000 psi EN FUNCION DE LA DENSIDAD API A 60 °F DEL FLUIDO Y DE LA TEMPERATURA DEL PISTON (°F).

PRODUCCION II

2005

TEMA VIII

TRATAMIENTO

DE

AGUAS DE PRODUCCION

Carrera de Ingeniería de Petroleos
Facultad de Ingeniería
U.N.C.

CARACTERÍSTICAS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

El agua de producción tiene un alto contenido de sales, cationes de Ca, Mg, Ba, Sr, Fe y aniones de Cl, SO_4 , HCO_3 , etc; además de sólidos en suspensión, petróleo residual, gases y materia orgánica.

Por todos estos contaminantes no puede ser vertida en el campo, se la debe disponer de acuerdo a las exigencias medioambientales.

Una de las posibilidades es reinyectar al reservorio, que es el lugar de donde proviene; de esta manera contribuir a la extracción por recuperación secundaria.

El objetivo del tratamiento del agua de purga es eliminar o reducir los contaminantes presentes, para poder utilizarla.

El agua de producción debe ser tratada antes de su inyección, para evitar problemas tales como:

- ✦ Incompatibilidad con el agua de formación, precipitando sólidos insolubles dentro de la formación, obstruyendo poros y conductos.
- ✦ Expansión o hinchazón de arcillas en la formación con el consiguiente taponamiento de poros y conductos.
- ✦ Corrosión. Además de los efectos negativos de la corrosión, los productos de corrosión causan taponamiento en la formación.
- ✦ Incrustaciones de Carbonato de calcio, sulfato de calcio, y bario, y compuestos de hierro que causan taponamiento tanto en la formación como en los equipos.
- ✦ Actividad bacteriológica. Las bacterias aerobias contribuyen a incrementar el contenido sólidos suspendidos (limo). Las bacterias anaerobias (sulfato-reductoras),

producen ácido sulfhídrico, que causa picaduras en los equipos y el producto de corrosión produce taponamiento de la formación.

✚ Trazas de petróleo que aglomeran partículas suspendidas en el agua y pueden causar taponamiento en la formación y en los filtros.

TRATAMIENTO DEL AGUA DE PURGA

El tratamiento comprende las siguientes etapas:

- ✚ Separación del petróleo residual.
- ✚ Separación de sólidos en suspensión (Filtración).
- ✚ Tratamiento químico para control de bacterias.
- ✚ Tratamiento químico para control de incrustaciones.
- ✚ Control de corrosión.

SEPARACIÓN DEL PETRÓLEO RESIDUAL

Los tratadores que se emplean en el tratamiento del agua de purga, hacen que las gotas de petróleo existentes en la fase continua (agua) asciendan y floten en la superficie.

Durante el transporte del crudo, desde el fondo del pozo, hasta la planta de tratamiento, las gotas de petróleo están sometidas a coalescencia y dispersión continua.

Cuando se entrega una alta tasa de energía al sistema, las gotas son dispersas en gotas de tamaños muy pequeñas; y cuando se le entrega energía a una tasa baja estas pequeñas gotas de hidrocarburo chocan y se juntan formando gotas más grandes (Coalescencia).

SEPARACIÓN POR GRAVEDAD

En esta etapa del proceso, participan fundamentalmente las fuerzas de gravedad.

Dado que el petróleo tiene una densidad menor a la del agua, las gotas de petróleo se hallan sometidas a la fuerzas de flotación y de gravedad.

Así mismo el movimiento de las gotas de petróleo hacia la superficie genera una fuerza de fricción en sentido contrario a la fuerza de flotación.

Cuando estas tres fuerzas se equilibran la velocidad de ascensión es constante.

La ley de Stockes resume este fenómeno:

$$V_t = \frac{1.78 \times 10^{-6} * (\Delta S.G.) * (d_m)^2}{\mu}$$

Donde V_t = Velocidad de flotación (ft/s)

d_m = Diámetro de la gota de petróleo (μ)

$\Delta S * G$ = Diferencia de gravedad específica relativa al agua

μ = Viscosidad de la fase continua (Agua)

CONCLUSIONES

Mientras mayor sea el diámetro de la gota de petróleo, mayor será la velocidad de flotación, por lo tanto menor será el tiempo que le tomará al petróleo para llegar hasta la superficie.

Mientras mayor sea la diferencia densidades entre el agua y el petróleo, mayor será la velocidad de flotación, cuanto más liviano sea el petróleo más fácil será tratar el agua.

Cuanto mayor sea la temperatura, menor será la viscosidad y por ende mayor la velocidad de flotación.

DISPERSIÓN

Una gota de hidrocarburo oscilante es inestable cuando la energía cinética es suficiente para lograr una diferencia en la energía superficial entre una gota y dos gotas más chicas formadas de una sola. Por lo tanto es posible definir estadísticamente un diámetro máximo de gota para una cantidad dada de energía por unidad de masa y tiempo al cual la tasa de coalescencia es igual a la tasa de dispersión de las gotas.

La fórmula de Hinze resume lo mencionado.

$$d_{\max} = 432 \left(\frac{t_r}{\Delta P} \right)^{2/5} \left(\frac{\sigma}{\rho_w} \right)^{3/5}$$

Donde:

d_{\max} = Diámetro máximo de la gota que puede existir en equilibrio

σ = Tensión superficial (Dinas/cm)

ρ_w = Densidad del agua (g/cm³)

ΔP = Caída de Presión (Psi)

T_r = Tiempo de retención

Puede verse que mientras mayor sea la caída de presión en el sistema de tratamiento, más pequeño será el diámetro máximo de la gota de petróleo.

Puede concluirse que cuando existen grandes caídas de presión, todas las gotas de petróleo con diámetro más grande que d_{\max} serán dispersadas instantáneamente.

COALESCENCIA

El proceso de coalescencia en el sistema de tratamiento, es más dependiente del tiempo que el proceso de dispersión.

Si las gotas son expuestas a fluctuaciones de presión y turbulencia y la energía cinética de las oscilaciones inducidas es más grande que la energía de adhesión de las gotas, el contacto se romperá antes que sea completada la coalescencia.

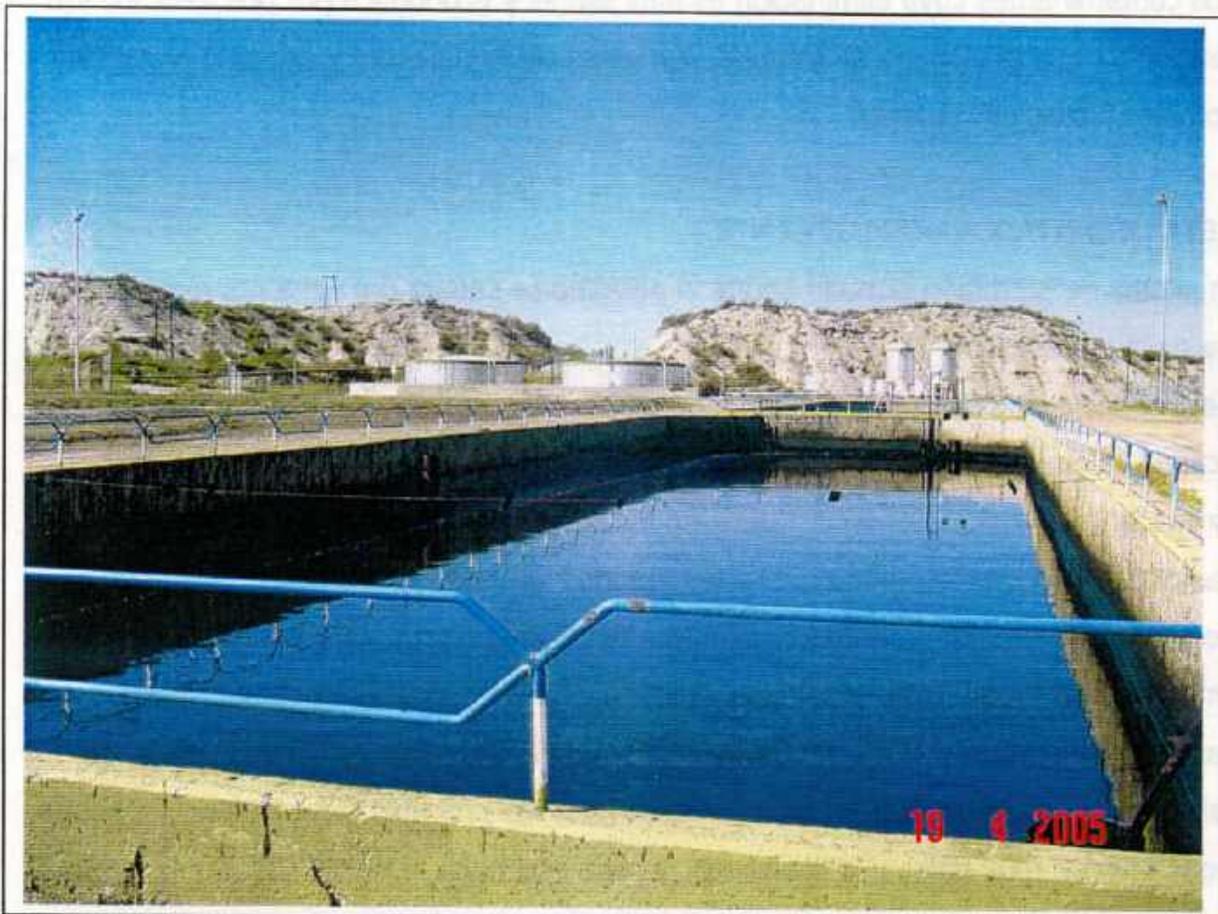
El tiempo de crecimiento de una gota debido a la coalescencia es proporcional al diámetro de la gota e inversamente proporcional a la concentración de la fase petróleo. Después de un período inicial de coalescencia en un coalescedor, el tiempo de retención adicional ocasiona una disminución en la habilidad para generar coalescencia y capturar las gotas de petróleo.

SISTEMAS DE TRATAMIENTO

Sistema Abierto

Sistema cerrado

PLANTA DE TRATAMIENTO SISTEMA ABIERTO



En este sistema, dentro del circuito del tratamiento, existe una parte donde el agua tiene contacto con el oxígeno del aire.

Se sabe que el oxígeno es el mejor bactericida contra las bacterias sulfatoreductoras, que son anaeróbicas. Por lo tanto gran parte de las misas son eliminadas en la parte abierta del circuito y el resto son tratadas otros biocidas.

El oxígeno que se pueda incorporar al agua se elimina posteriormente con un secuestrante de oxígeno para evitar problemas de corrosión.

Este sistema se aplica cuando hay abundancia de ácido sulfhídrico, hierro, turbidez y otros contaminantes cuya eliminación es más simple y económica por precipitación y/o aireación ya que el oxígeno se combina con estos contaminantes y produce precipitados insolubles fáciles de remover.

PILETA DECANTADORA-COALESCENTE

Son piletas de hormigón armado donde el petróleo se separa del agua por gravedad y flota en la superficie.

En el interior de las piletas se cuentan con placas de hormigón transversales al flujo, ubicadas 20 cm por debajo del nivel para permitir la libre circulación del petróleo sobrenadante.

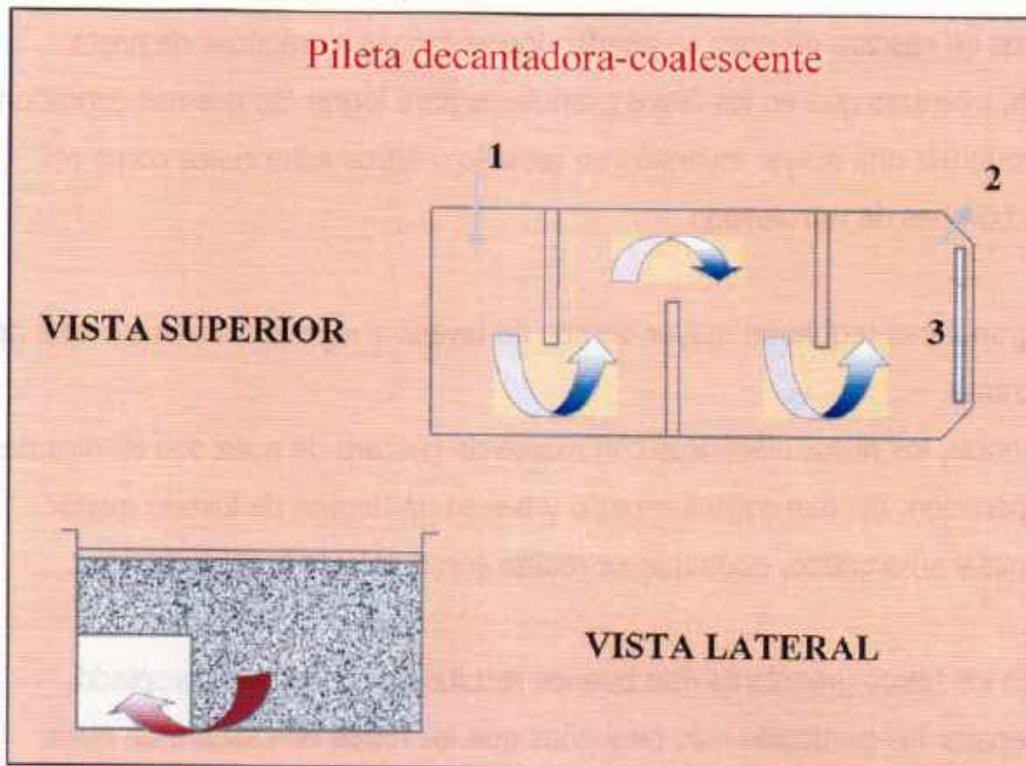
Estas placas dan soporte estructural a las paredes laterales de las piletas y dirigen el flujo para darle un mejor aprovechamiento a la pileta, sirven además para como elemento decantador de las partículas y coalescedor de las gotas de hidrocarburo.

Si las placas no estuvieran, la corriente se canalizaría entre la entrada y la salida; se establecería un flujo laminar o tapón, en cuyo caso las probabilidades que las partículas choquen serían muy bajas y la coalescencia sería casi nula.

Las placas tienen un ancho menor que el de la pileta para facilitar el movimiento del agua.

El petróleo sobrenadante se desliza sobre la superficie por efecto de la corriente hasta el lado opuesto, en donde el perfil de la pileta se angosta para guiarlos hasta el caño chupador, incrementar el espesor de la película de hidrocarburos y facilitar su ingreso.

El chupador es un caño horizontal de 6 pulgadas de diámetro, cerrado en sus extremos y con un perfil tipo G cuyo labio inferior se ubica sobre el pelo de petróleo, permitiendo su ingreso y posterior bombeo.



FILTRACIÓN

Los filtros oleofílicos son recipientes cerrados que operan a presión en flujo descendente, a través de un lecho filtrante.

Estos filtros se utilizan para obtener las condiciones finales del agua de inyección, cuyo contenido final de sólidos debe ser menos a 5 ppm y el de hidrocarburos también, con un 95% de retención de partículas de diámetro superior a 5 mm.

Cuando los límites tolerables de contaminantes en el agua de descarga son superados, el filtro se retira de servicio para la regeneración del manto filtrante. Esta operación se inicia cuando la diferencia de presión entre la entrada y la salida supera un valor prefijado (10-15 Psi)

Básicamente se utilizan dos tipos de filtros:

- ✚ Filtros con lecho de cáscara de nuez
- ✚ Filtros de lechos granulares

Con los filtros de cáscara de nuez se pueden lograr cargas hidráulicas de hasta $30\text{m}^3/\text{m}^2\cdot\text{h}$, mientras que en los filtros granulares para lograr las mismas condiciones de carga requeriría una mayor inversión en tamaño o filtros adicionales como así también en bombas de retrolavado.

Los filtros granulares requieren mayor tiempo de lavado y reposición permanente de material filtrante.

En consecuencia, los filtros oleofílicos con manto de cáscara de nuez son técnicamente de mejor operación, ocupan menos espacio y tienen un tiempo de lavado menor independiente y automático, dado que se realiza con la misma bomba de agua.

Sin embargo los filtros granulares dan buenos resultados con el uso apropiado, pudiendo separar las partículas más pequeñas que los filtros de cáscara de nuez.

FILTROS DE CÁSCARA DE NUEZ



El lecho filtrante está compuesto por 80% de cáscara de nuez molida AP-51 y 20% de cáscara de avellana molida AX-12 colocadas sobre una malla 12-20.

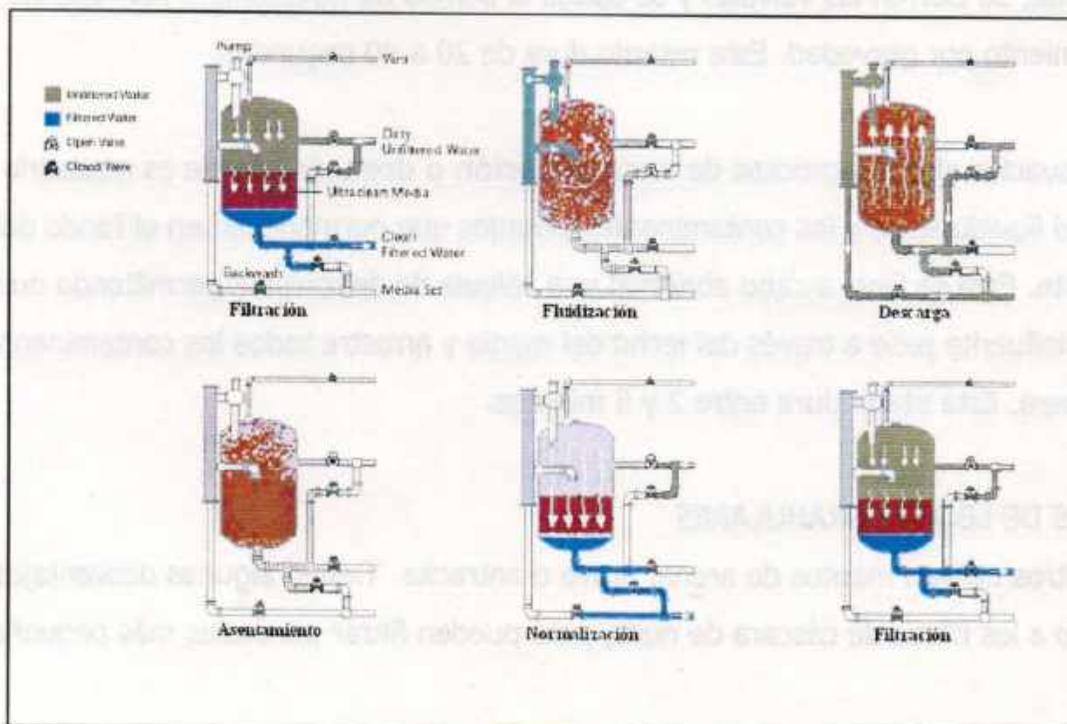
A medida que el líquido sucio pasa a través del filtro la mayoría de los sólidos son removidos. Luego el efluente de este filtro sale a la descarga de agua limpia.

EL flujo continúa pasando hasta que el filtro debe regenerarse, ya sea por el tiempo transcurrido o debido a la presión diferencial entre la entrada y la salida.

Durante el ciclo de filtración, el líquido sucio entra al filtro cerca de la parte superior, pasa a través del lecho filtrante en donde se retienen los sólidos e hidrocarburos y sale limpio por la parte inferior.

Una vez concluida la etapa de filtración se procede a la regeneración del medio, la cual se realiza en cuatro etapas:

- ↓ Fluidización
- ↓ Descarga
- ↓ Sedimentación
- ↓ Normalización



En la **fluidización** se cierran las válvula de entrada y descarga y se pone en marcha la bomba de fluidización ubicada en la parte superior del recipiente.

El líquido que se encuentra dentro del filtro es aspirado y pasa a través de dicha bomba, bajando luego por un caño exterior hasta la boquilla de fluidización en donde se produce una acción de chorro, de esta manera el medio se rompe y licua. Luego el medio (Cáscara de nuez) circula junto con el líquido a través de la bomba de fluidización, la cual le ocasiona una acción de cizalla que lo despoja de hidrocarburos y contaminantes.

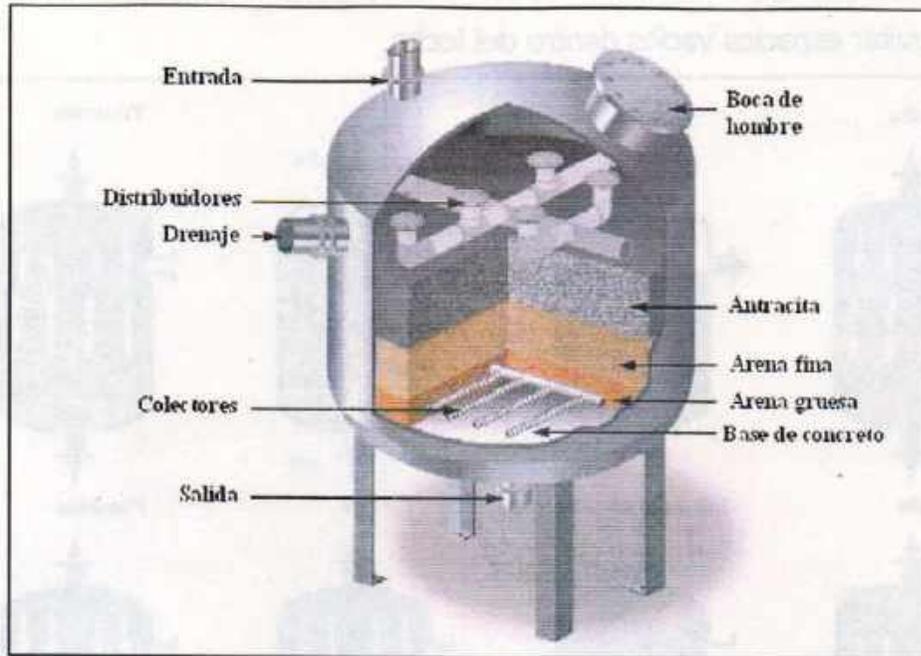
Una vez que se fluidiza el lecho, se inicia la **descarga** de los contaminantes acumulados. El medio continúa pasando por la bomba de fluidización. Se abre una válvula que permite el ingreso de agua por la parte inferior, esta circula en sentido ascendente por el filtro pasando luego por la bomba de fluidización y a continuación por un tamiz , siguiendo hacia la descarga habilitada por otra válvula, arrastrando gran parte de los contaminantes. Este proceso dura normalmente de 10 a 20 minutos.

Luego se inicia la **sedimentación** que es un ciclo de retardo que permite que el medio se asiente. Se cierran las válvulas y se apaga la bomba de fluidización, permitiendo el asentamiento por gravedad. Este retardo dura de 20 a 40 segundos.

A continuación sigue el proceso de **normalización o drenaje**, donde es necesario retirar el líquido sucio y los contaminantes pesados que permanecen en el fondo del recipiente. Esto se lleva a cabo abriendo una válvula de descarga y permitiendo que todo el influente pase a través del lecho del medio y arrastre todos los contaminantes hacia fuera. Esta etapa dura entre 2 y 5 minutos.

FILTROS DE LECHOS GRANULARES

Estos filtros utilizan mantos de arena, grava o antracita. Tienen algunas desventajas con respecto a los filtros de cáscara de nuez, pero pueden filtrar partículas más pequeñas.



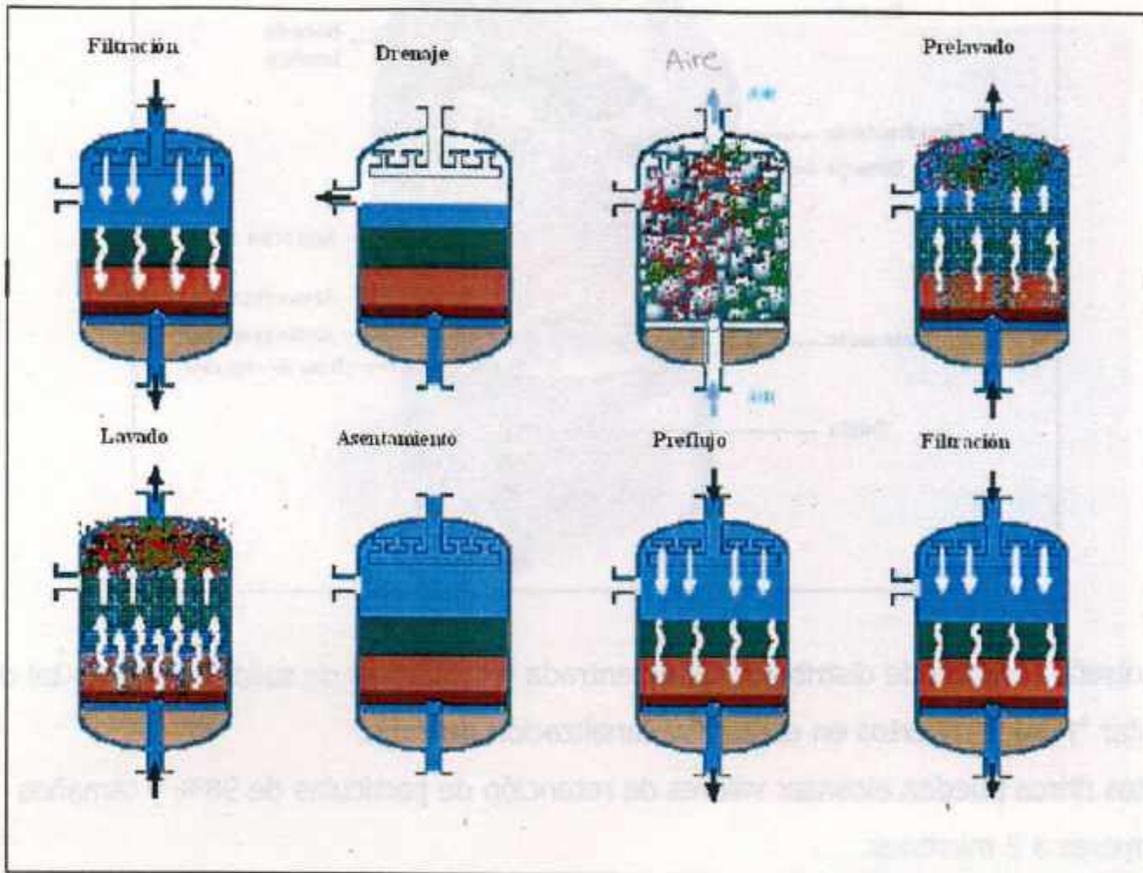
El diseño comprende distribuidores de entrada y colectores de salida, de modo tal de evitar "Puntos muertos en el filtro" y canalización del flujo.

Estos filtros pueden alcanzar valores de retención de partículas de 98% y tamaños mayores a 2 micrones.

Estos filtros funcionan de la misma manera que los filtros de cáscara de nuez, pero el proceso de regeneración es un poco distinto, ya que el lecho no puede fluidizarse porque se perdería el ordenamiento de las capas filtrantes y por lo tanto disminuiría la eficiencia de filtración.

Una vez que el filtro está saturado es sacado de servicio y se inicia la secuencia de regeneración drenándolo por la salida lateral. Luego se hace pasar una corriente de aire seco en contracorriente para separar las partículas del lecho filtrante y a continuación se realiza un lavado en contracorriente con agua clarificada, primero con un caudal bajo y luego incrementándolo para conseguir un flujo turbulento dentro del mismo, y así remover y retirar las impurezas. Una vez concluido el lavado se cierra la entrada de agua y se deja sin flujo para que el lecho se asiente y acomode por gravedad. Por

último se aplica un preflujo con el fin de distribuir las partículas en forma más homogénea y evitar espacios vacíos dentro del lecho.



Para lograr una filtración óptima puede ser necesario realizar algunos ajustes en los tiempos del ciclo del filtro:

- ✚ Si el filtro se regenera rápidamente debido a la alta presión diferencial, se deberá disminuir el tiempo en que el filtro permanece en filtración y/o aumentar el tiempo de descarga durante la regeneración.
- ✚ Si después de la regeneración el filtro vuelve a entrar en línea con una presión diferencial mayor a 4 psi, se deberá aumentar el tiempo de descarga durante la regeneración.
- ✚ Si la calidad del agua no cumple con las especificaciones antes de la interrupción, se deberá disminuir el tiempo de filtración.

El objetivo de ajustar el tiempo es tratar de tener una cantidad mínima de regeneración sin sacrificar la calidad del agua del efluente. Pueden requerirse algunos ajustes antes de lograr el tiempo óptimo.

TRATAMIENTO QUÍMICO DEL AGUA

Mediante productos químicos se trata de eliminar del agua:

- ✚ Macro-organismos
- ✚ Oxígeno y Corrosión
- ✚ Incrustación

MACROORGANISMOS Y BACTERIAS

Las, algas, el plancton y otros organismos causan taponamiento de la formación y obstrucción de filtros. AL adherirse estos organismos a las superficies, causan condiciones propicias para el desarrollo de colonias de bacterias anaeróbicas (Sulfato-reductoras) que generan ácido sulfhídrico. Estas colonias de bacterias y los productos de corrosión que pueden generar sus desechos pueden causar taponamiento de la formación.

Las bacteria sulfatoreductoras reducen los iones sulfato y sulfito disueltos en el agua a iones sulfuros, resultando el ácido sulfhídrico como producto final.

Estas bacterias requieren nutrientes como carbono, nitrógeno, fósforo, hierro disuelto. Otro tipo son las bacterias "Iron" que depositan una envoltura de hidróxido férrico alrededor de donde crecen. Otra es la "Slime Former" que produce grandes cantidades de limo generando sólidos en suspensión que pueden causar taponamiento de la formación.

Estos organismos son eliminados mediante el uso de cloro, hipoclorito de sodio u otros compuestos orgánicos y posterior filtración.

El cloro es barato y muy efectivo contra organismos planctónicos pero mucho menos contra las colonias de bacterias. En ciertas condiciones pueden reaccionar con

secuestrantes de oxígeno, inhibidores de corrosión e incrustaciones y productos de corrosión por lo que puede ser necesario utilizar algún otro biocida.

Los bactericidas orgánicos están formados por compuestos oxigenados o nitrogenados como fenoles, policlorofenoles, aldeídos, aminas y derivados de amonio cuaternario.

La eliminación de organismos y bacteria se controla mediante residuales de cloro, fotómetro ATP, medios de cultivo API RP38, residuos de biocida, etc.

El máximo contenido de organismos en el agua tratada está limitado por el máximo contenido de sólidos suspendidos permisible. El máximo número de colonias de bacterias permitido en el agua tratada depende de la cantidad de sulfuro de hierro que se genere, es decir también depende del máximo contenido de sólidos suspendidos que se permita.

OXÍGENO Y CORROSIÓN

El oxígeno causa corrosión de equipos y tuberías. Además los productos de corrosión pueden causar taponamiento de la formación y filtros.

El contenido de oxígeno en el agua se reduce mediante la utilización de desaireadores y aditivos químicos eliminadores de oxígeno.

Dentro de los equipos desaireadores tenemos:

Calentadores: Disminuyen el contenido de oxígeno aumentando la temperatura del agua reduciendo así la solubilidad del mismo.

Columnas despojadoras: Pueden ser de platos o empacadas. Requieren la utilización un gas despojador, generalmente gas natural, el cual debe estar desprovisto de oxígeno y ácido sulfhídrico.

Torres de Vacío: Su operación se basa en la reducción de la presión disminuyendo así la presión parcial del oxígeno en la fase gaseosa, por lo tanto por efectos equilibrio se reduce también la concentración de oxígeno en el agua.

Mediante la utilización de columnas de 3 etapas, se logra reducir el contenido de oxígeno en el agua hasta 0.01 ppm. Para optimizar la operación en algunos casos se inyecta gas natural como medio despojador de oxígeno.

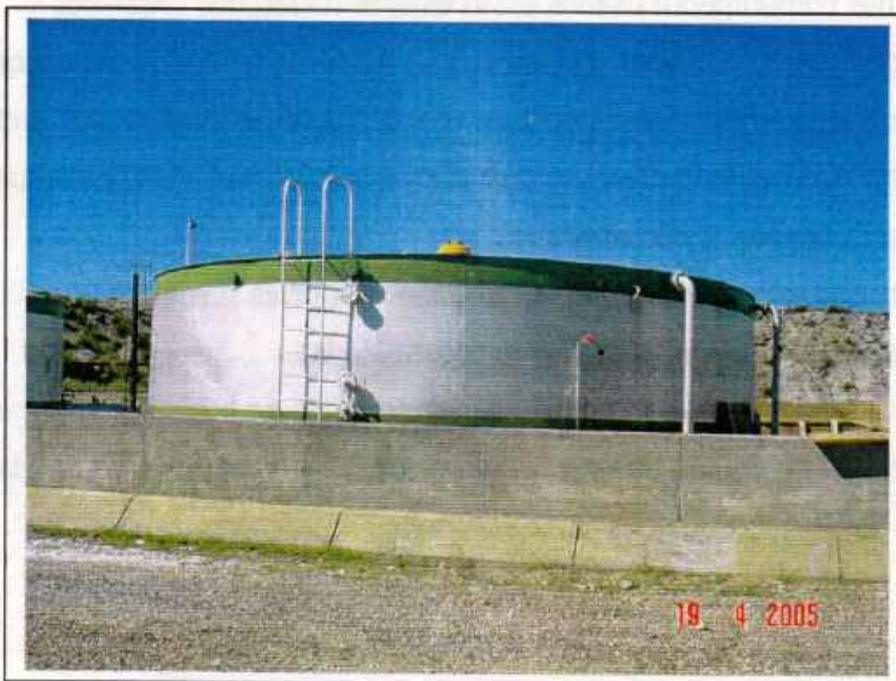
Para reducir el contenido de oxígeno a cero se utilizan productos químicos que reaccionarán el mismo. Los más utilizados son bisulfito de amonio y sulfito de sodio que requiere ser catalizado con cloruro de cobalto.

Se debe tener en cuenta que estos productos químicos también reaccionan con el cloro, el cual es generalmente inyectado al principio del proceso y es por esto que el secuestrante de oxígeno debe ser inyectado en un punto donde la concentración de cloro sea mínima. De existir presencia de cloro, deberá inyectarse una cantidad suficiente para que reaccione con el cloro y el oxígeno disuelto.

Los tanques de almacenamiento de agua tratada deben ser provistos de un colchón de gas para evitar que el agua absorba oxígeno. El mejor método para lograr este objetivo es mantener una presión de 0.1 a 0.2 psi.

EL control de oxígeno debe realizarse midiendo directamente su concentración en el agua. Existen varios métodos para realizar dicha medición.

La corrosividad del agua aumenta conforme aumenta su conductividad , que a su vez aumenta con el contenido de sales. A menores valores de PH la velocidad de corrosión es mayor porque el agua se vuelve más ácida. La presencia de oxígeno, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico disueltos en el agua hacen que esta sea mucho más corrosiva.



INCRUSTACIONES

Es necesario estabilizar el agua y evitar que se produzcan deposiciones sólidas ya que estas pueden mantenerse en suspensión produciendo taponamiento de la formación, o pueden formar incrustaciones sólidas en los punzados debido a las altas temperaturas en el fondo de los pozos inyectoros.

Las incrustaciones más comunes son las de carbonato de calcio, sulfato de calcio, compuestos de hierro, y sulfato de bario. Las tres primeras pueden ser tratadas y eliminadas, en cambio una vez depositadas la incrustaciones de sulfato de bario, no hay método práctico para eliminarlas.

Para evitar la formación de incrustaciones no deben mezclarse aguas incompatibles y se debe estabilizar el agua mediante el agregado de productos químicos inhibidores de incrustaciones y control de PH; los procesos ablandadores no se aplican normalmente.

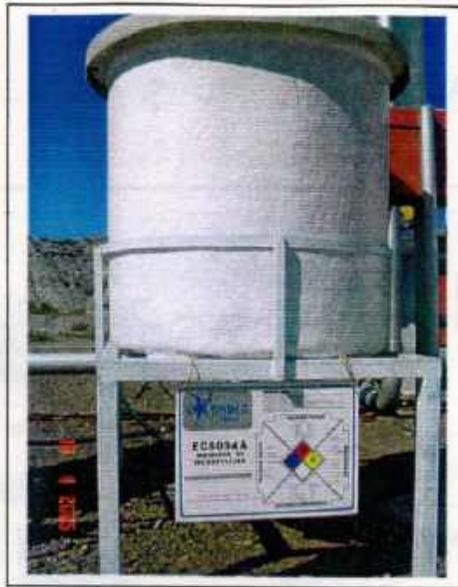
Existen aguas que individualmente son estables en las condiciones del sistema y no presentan problemas de incrustaciones. Sin embargo una vez que son mezcladas se producen reacciones entre los iones disueltos formando productos insolubles.

Los inhibidores más comúnmente usados están ésteres fosfatados orgánicos y polifosfatos inorgánicos, que actúan absorbiéndose en la superficie de los cristales.

En las plantas de tratamiento se inyectan antes de los desaireadores ya que junto con el oxígeno se elimina dióxido de carbono, lo cual hace que aumente el PH del agua, favoreciéndose la formación e incrustaciones.

El control de incrustaciones se realiza determinando residuales del inhibidor utilizado y analizando el agua para determinar su índice de estabilidad.

La selección del tipo de aditivos químicos a utilizar depende de las características del agua a tratar, del tipo de equipo de tratamiento disponible, y de la compatibilidad de los aditivos.



Producto Químico - Bomba dosificadora - Identificación del producto

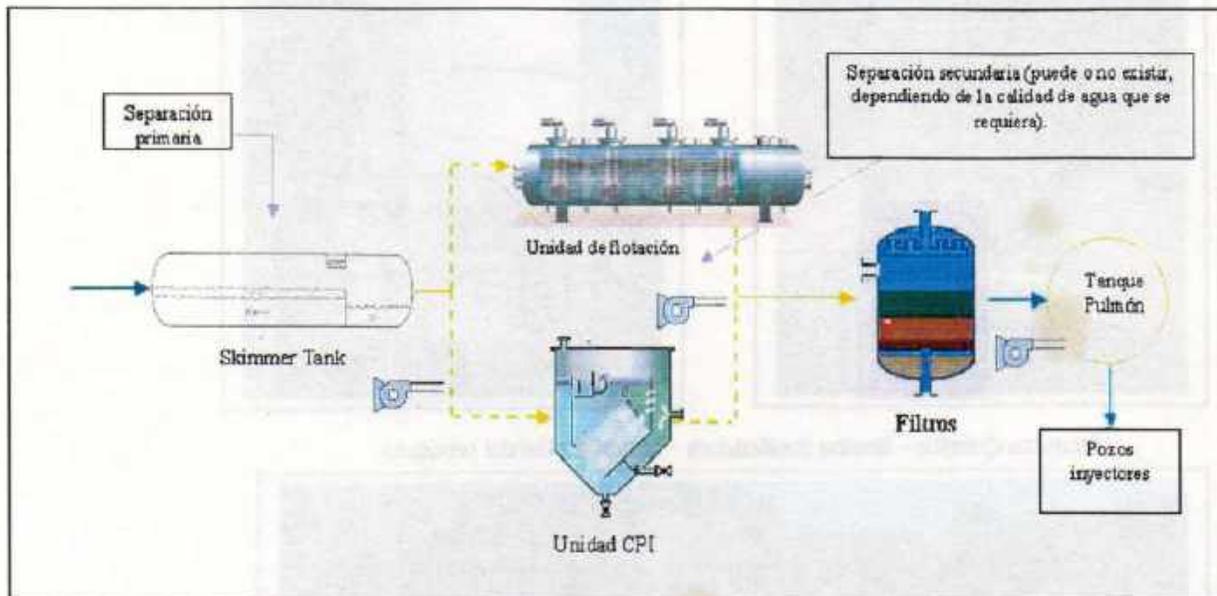


Bombas de alta presión para inyección de agua



Pozo Inyector

SISTEMA CERRADO



En un sistema cerrado el agua no entra en contacto con el aire para prevenir su contaminación con oxígeno. Este tipo de sistema se recomienda para aguas de inyección que contengan pequeñas cantidades de hierro, ácido sulfhídrico y otros constituyentes que serían más fácilmente eliminados por procesos de aireación y sedimentación. Un sistema cerrado generalmente requiere menos tratamiento y menos costo de operación porque la utilización de equipos es mínima y la corrosión por oxígeno es más controlada.

TANQUE SKIMMER

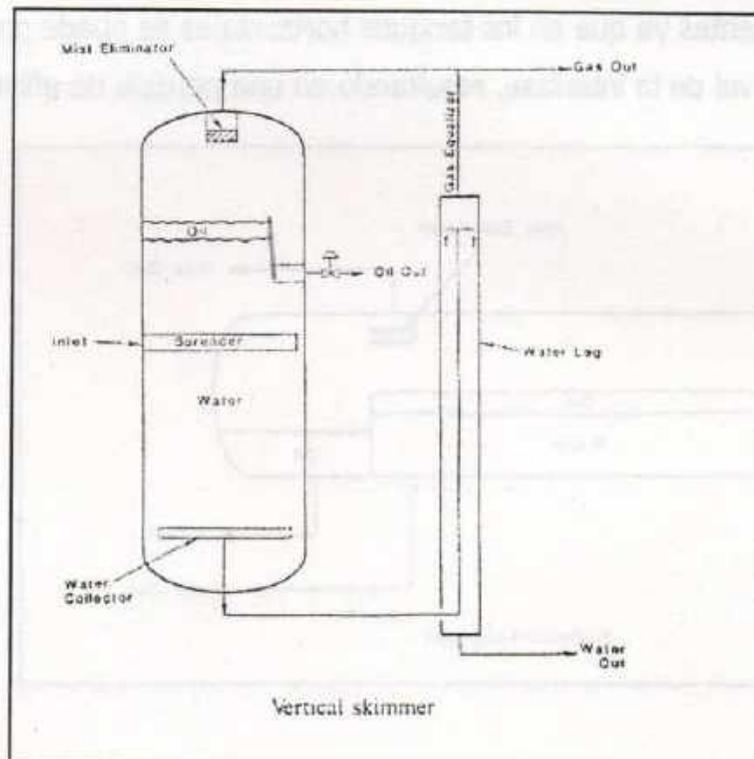
Los tanques skimmer están diseñados para proveer un tiempo de residencia considerable durante el cual se produce separación por gravedad y coalescencia de las gotas de petróleo.

Pueden ser horizontales o verticales y trabajar a presión atmosférica o presurizados. En los skimmer verticales las gotas de petróleo deben moverse en contracorriente al flujo de agua. Algunos tienen spreaders en la entrada y colectores en la salida para mejorar la distribución del flujo.

El agua ingresa al tanque por debajo de la interfase agua-petróleo. Una pequeña cantidad de gas liberado del agua ayuda a las gotas de petróleo a moverse hacia la superficie. En la zona entre el colector de agua y el spreader tiene lugar la coalescencia de las gotas, formándose así gotas más grandes que flotan y se acumulan en la superficie. Luego el petróleo es colectado y extraído.

El espesor del colchón de petróleo depende de las alturas relativas entre la columna de agua y el rebalse de petróleo y de la diferencia de gravedad específica de los dos líquidos.

En algunos casos se usa un controlador de interfase en vez de la columna de agua.



En los skimmer horizontales las gotas de petróleo se mueven en sentido perpendicular al flujo de agua.

La entrada de agua se produce por debajo del colchón de petróleo y fluye en forma horizontal por toda la longitud del tanque. En algunos casos se pueden instalar baffles

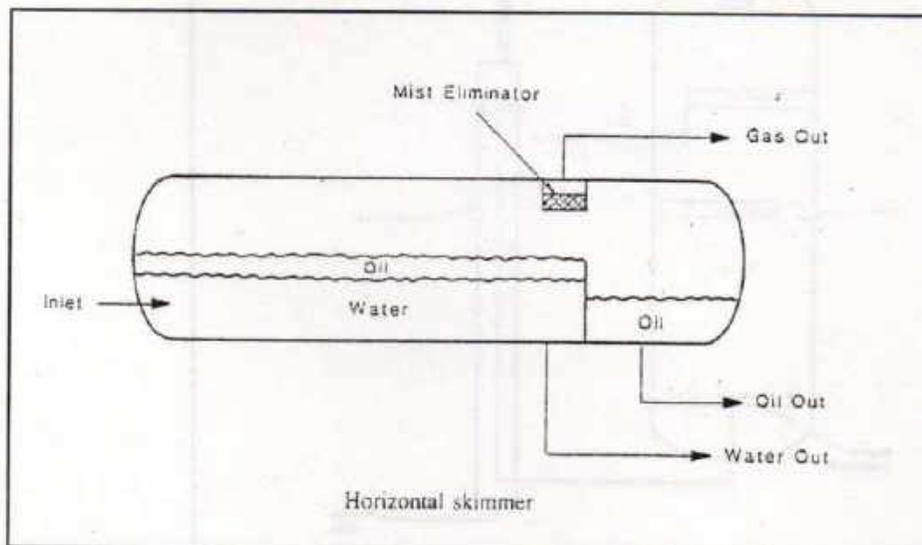
para dirigir y enderezar el flujo si es necesario (Skimmer con tiempos de residencia elevados)

Las gotas de petróleo coalescen a lo largo del tanque y flotan hacia la superficie donde son colectadas.

El espesor del colchón de petróleo puede ser controlado por un sistema de columna de agua o por un sistema de rebalse.

Los skimmer horizontales son más eficientes que los verticales porque las gotas de petróleo no fluyen en contra corriente al flujo de agua.

Los skimmer verticales se utilizan cuando el agua contiene arena y otros sólidos por lo que pueden instalarse un drenaje de arena, o cuando el tanque esté sometido a operaciones intermitentes ya que en los tanques horizontales se puede producir olas que modifiquen el nivel de la interfase, resultando en una pérdida de eficiencia.



Los Skimmer presurizados son más caros, pero se recomienda su uso cuando el agua debe ser bombeada a otro lugar para continuar con su tratamiento o en el caso en que el agua ingrese con alto contenido de gas, pudiendo producir altas presiones dentro de los tanques atmosféricos.

UNIDADES CON PLACAS COALESCENTES

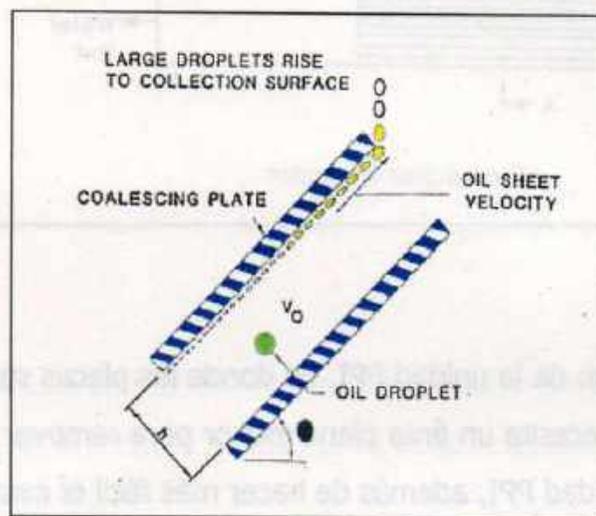
Entre las distintas configuraciones tenemos:

Unidades PPI (Parallel plate interceptors)

Unidades CPI (Corrugated plate interceptors)

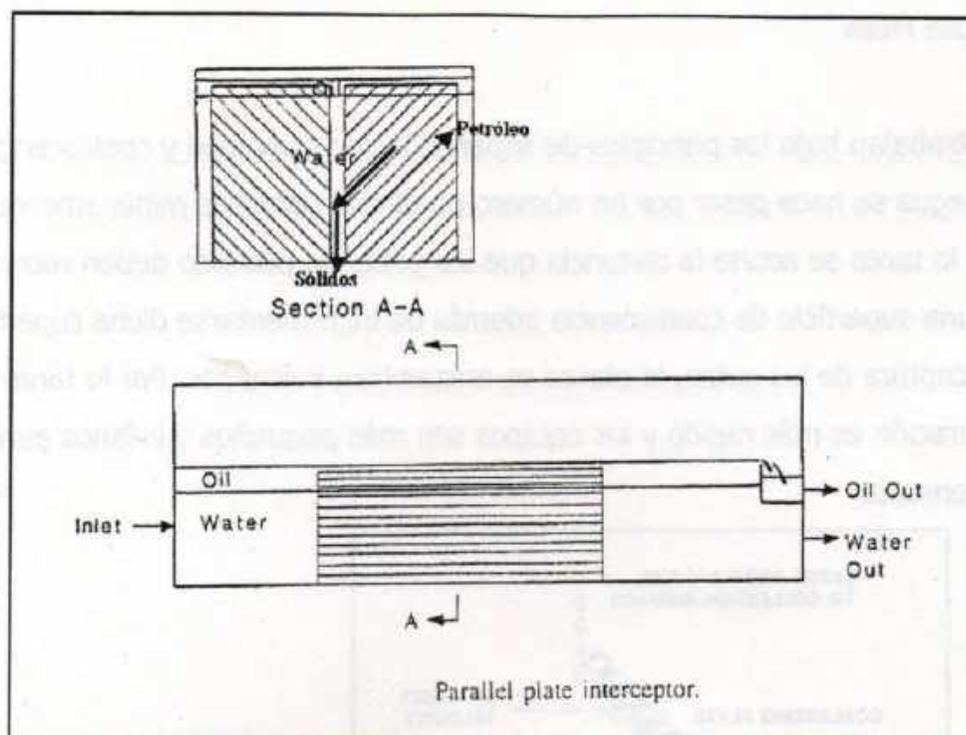
Separadores Cross Flow

Estas unidades trabajan bajo los principios de separación por gravedad y coalescencia. La corriente de agua se hace pasar por un número de placas paralelas mínimamente espaciadas, por lo tanto se acorta la distancia que las gotas de petróleo deben recorrer hasta alcanzar una superficie de coalescencia además de incrementarse dicha superficie. Para facilitar la captura de las gotas, la placas se encuentran inclinadas. Por lo tanto el proceso de separación es más rápido y los equipos son más pequeños y livianos aunque su costo se incrementa.



UNIDAD PPI

Las placas forman una V y por lo tanto las gotas de petróleo fluyen hacia los costados y hacia arriba sobre la cara inferior de las placas. Los sedimentos migran hacia el medio y luego hacia el fondo del separador en donde son colectados y removidos.



UNIDADES CPI

Este diseño es una modificación de la unidad PPI, en donde las placas son onduladas o corrugadas y por lo tanto se necesita un área plana menor para remover una gota del mismo tamaño que en una unidad PPI, además de hacer más fácil el manejo de sedimentos.

La ondulación de las placas tiene como objeto permitir el escurrimiento descendente de los sedimentos la fondo y brindar una superficie coalescente más compacta.

El agua ingresa a una zona en donde los sólidos más pesados precipitan hacia el fondo y son extraídos posteriormente, luego pasa por un bafle perforado en donde es dispersada y a continuación circula por los módulos de placas corrugadas inclinadas a 45° , en sentido descendente y en contracorriente al petróleo separado.

El agua limpia fluye hacia arriba, pasa a una cubeta a través de un rebalse y es extraída. Los sólidos más livianos decantan en la parte inferior de las canaletas u ondulaciones y son dirigidos hacia el fondo. El petróleo asciende a la superficie, pasa a una cubeta mediante un rebalse y es extraído.

VENTAJAS DE LAS UNIDADES PPI

Presenta buen efecto coalescente sobre la cara inferior de las placas .

Son equipos compactos de menor área.

Buena repartición del flujo a tratar a través de cada paquete de placas.

Remueven gotas de hidrocarburos de hasta 50 micrones.

DESVENTAJAS DE LAS UNIDADES PPI

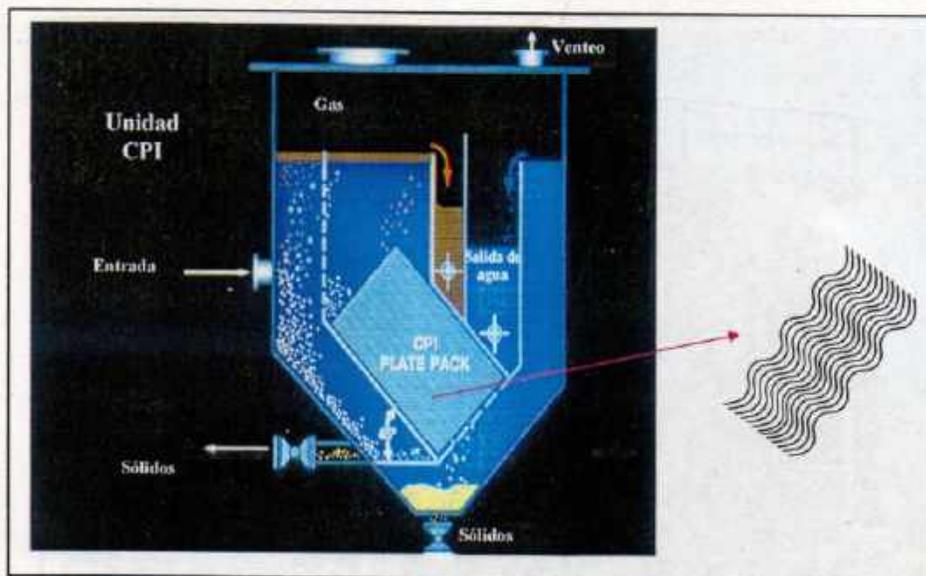
No resisten ingresos masivos de crudos, es necesario instalar mayor cantidad de módulos.

Potencial colmatación de las placas y dificultad de las mismas para evacuar lodos sedimentados.

Rápido atascamiento de las placas con crudos fríos o parafínicos.

Mala operación frente a picos en la concentración de ingreso.

La calidad del agua tratada, no resulta suficiente como para prescindir de un tratamiento físico químico posterior.



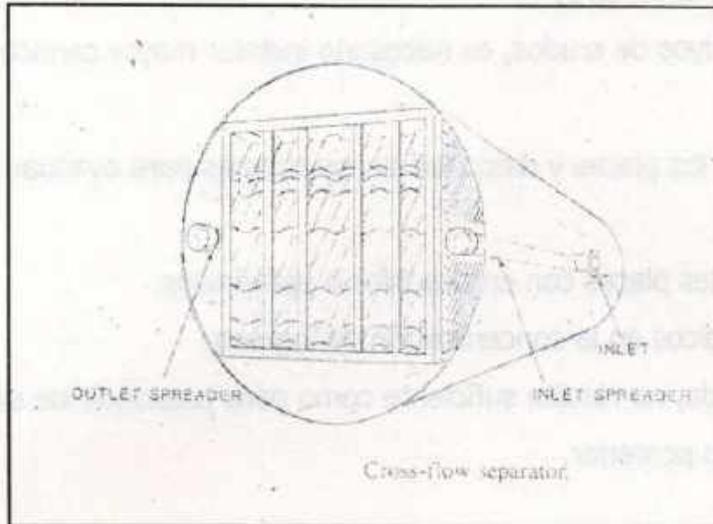
TRATADORES CROSS FLOW

Esta es una modificación a la configuración de las unidades CPI en donde el agua fluye en forma horizontal y perpendicular al eje del cilindro. Esto facilita la remoción de

sólidos y permite que los paquetes de placas corrugadas sean empaquetados en forma más conveniente y puestos en equipos presurizados.

Estos dispositivos pueden ser horizontales o verticales.

Las unidades CPI son más baratas y más eficientes para remover el petróleo que los tratadores cross flow, aunque éstos se utilizan en sistemas presurizados o cuando se espera que el agua de producción tenga alto contenido de sólidos.



Unidades de Flotación

Las unidades de flotación son los únicos sistemas de tratamiento que no trabajan con separación por gravedad de las gotas de hidrocarburos e impurezas.

La flotación es un proceso de separación que se basa en la disminución artificial de la densidad, gracias a la fijación por capilaridad de burbujas de aire o gas sobre las partículas a separar.

La inserción de burbujas de aire produce una modificación de la densidad del conjunto aire-impureza, aumentando su diferencia de densidad con respecto al agua y por otra parte aumenta el tamaño de la partícula ya que las burbujas se adhieren a la superficie de estas incrementando el diámetro de la misma.

Según la ley de Stokes la velocidad ascensional con que suben las gotas a la superficie, resulta directamente proporcional a la diferencia de densidades y al cuadrado del diámetro del sólido.

En este sistema de tratamiento, a las partículas sólidas y las gotas de petróleo dispersas se las hace flotar con más rapidez hacia la superficie mediante la inyección de pequeñas burbujas de aire o gas en la corriente de agua. Estas burbujas se pegan a las gotas dispersas o impurezas impregnadas con petróleo y los hacen flotar acelerando su paso hacia la superficie.

Para lograr este efecto se debe:

Dispersar la cantidad exacta de gas en el agua.

Producir el tamaño exacto de las burbujas.

Lograr que las burbujas fluyan suavemente en el líquido.

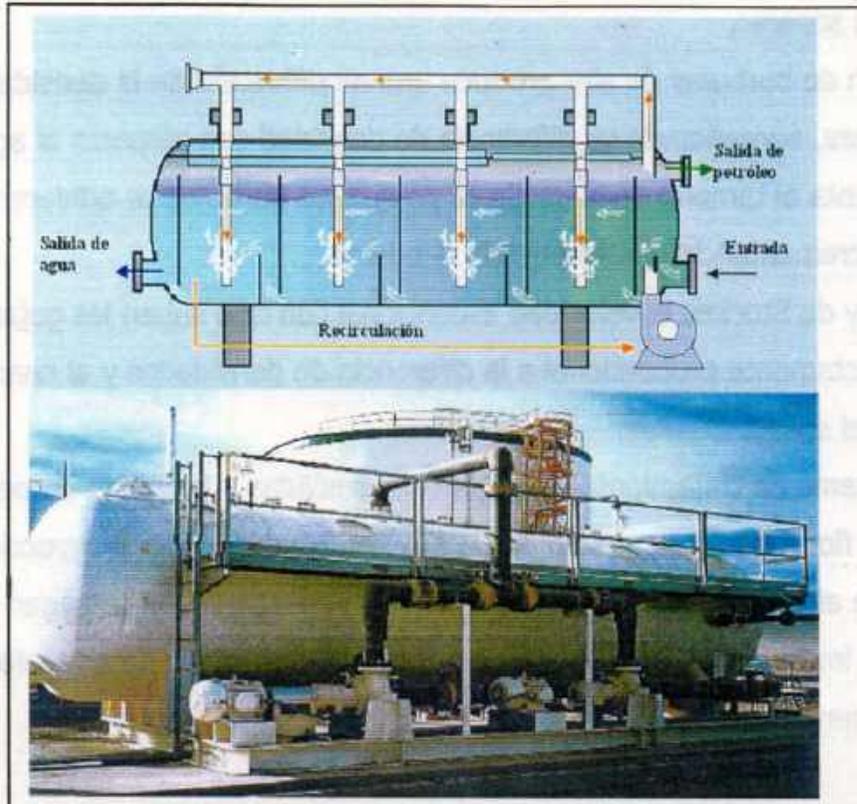
UNIDADES DE FLOTACIÓN POR GAS DISPERSO

En este caso la inducción de gas se realiza hidráulicamente sin el empleo de un mecanismo de aireación mecánico.

La unidad está dividida en cuatro cámaras de flotación, separadas por una serie de platos. A medida que el agua va circulando de una cámara a otra se va purificando hasta llegar al último compartimento o caja de descarga. Desde dicho compartimento el agua limpia es recirculada mediante una bomba centrífuga y dirigida hacia cada cámara por un tubo de distribución que en un extremo contiene una boquilla. El gas es inducido mediante una válvula aguja en el eyector en donde al pasar a altas velocidades junto

con el agua da lugar a la formación de pequeñas burbujas que luego arrastran las impurezas del agua hacia la superficie.

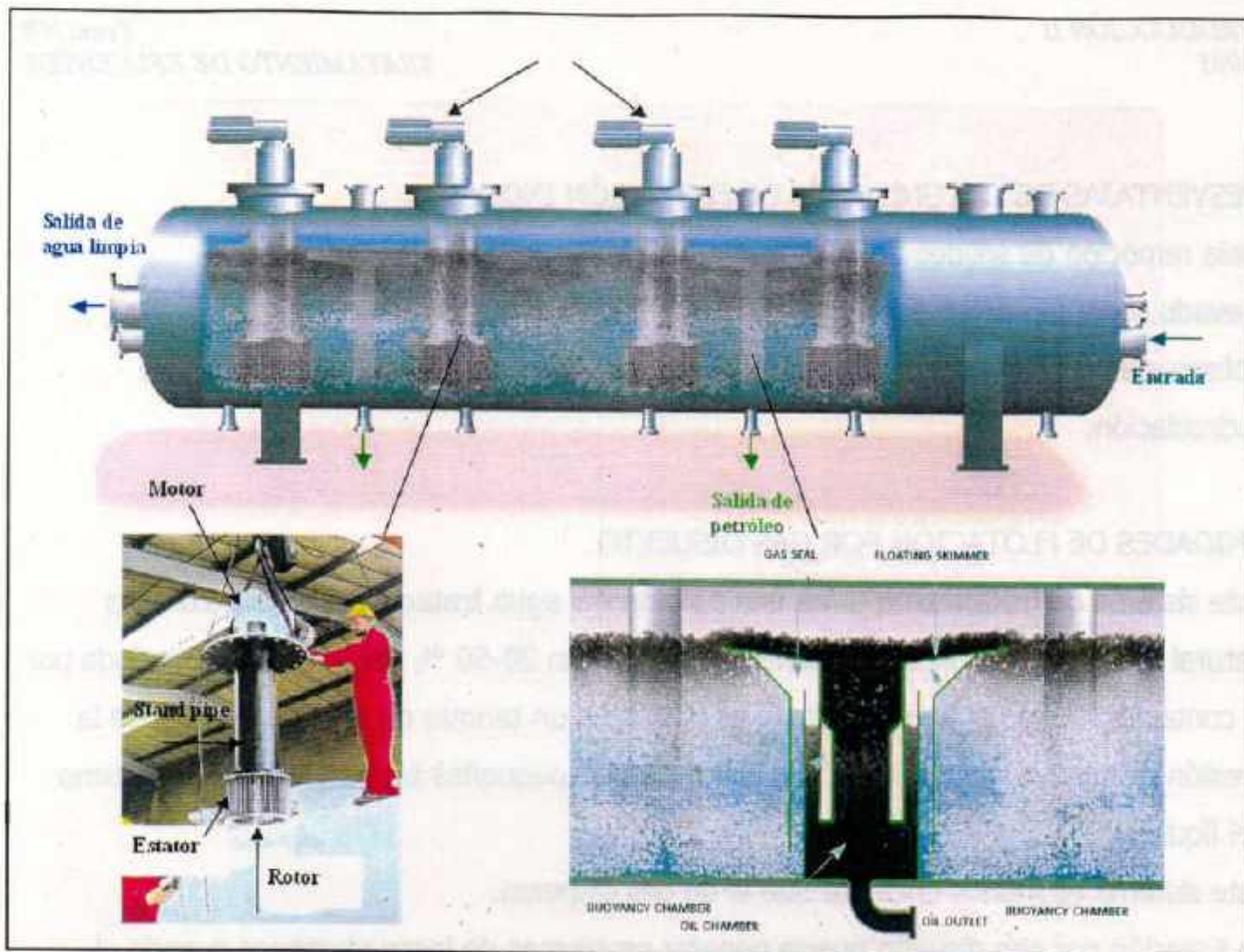
El petróleo acumulado en la superficie, pasa a otro compartimento mediante un rebalse y es evacuado.



En otros diseños no es necesaria la inyección de gas, ya que el agua al salir del caño de alimentación genera un efecto Venturi de succión y hace que el gas se mezcle con el agua generándose así las burbujas.

El equipo que se muestra a continuación consiste en un tanque compuesto por cuatro celdas de flotación; cada una está equipada con un mecanismo propio de aireación compuesto por un rotor, accionado por un motor eléctrico. El rotor actúa como una bomba, forzando al fluido a dispersarse y creando vacío en el stand pipe que arrastra gas y luego pasa a través de un dispersor o estator en donde se dispersa en pequeñas burbujas. El agua entra por la primera celda y va fluyendo hacia las demás purificándose en cada una de las etapas.

Estos equipos pueden funcionar con una manta o capa de gas en la parte superior, o abiertos a la atmósfera.



La operación en serie con la división de celdas brinda la ventaja de que si uno de los mecanismos de aireación está fuera de servicio por alguna razón, no tiene efecto sobre las demás celdas y por lo tanto se puede continuar tratando el agua.

Cada celda separa aproximadamente el 75% de contaminantes.

Algunos de estos equipos pueden procesar hasta más de 150000 bbl/d de agua con 1500 ppm de contaminantes pudiendo obtener un efluente con 10 ppm. Cuando se tratan emulsiones químicas. Se debe aplicar un desmenuante.

VENTAJAS DE LAS UNIDADES DE FLOTACIÓN INDUCIDA

Equipo compacto y modular.

Operación sencilla, con necesidad de ajuste de la dosis de desmenuante.

Economía de inversión.

Se puede evitar el contacto con el oxígeno del aire.

No generan problemas de incrustaciones.

DESVENTAJAS DE LAS UNIDADES DE FLOTACIÓN INDUCIDA

Mala remoción de sólidos en suspensión e Hidrocarburos combinados.

Elevado consumo de energía.

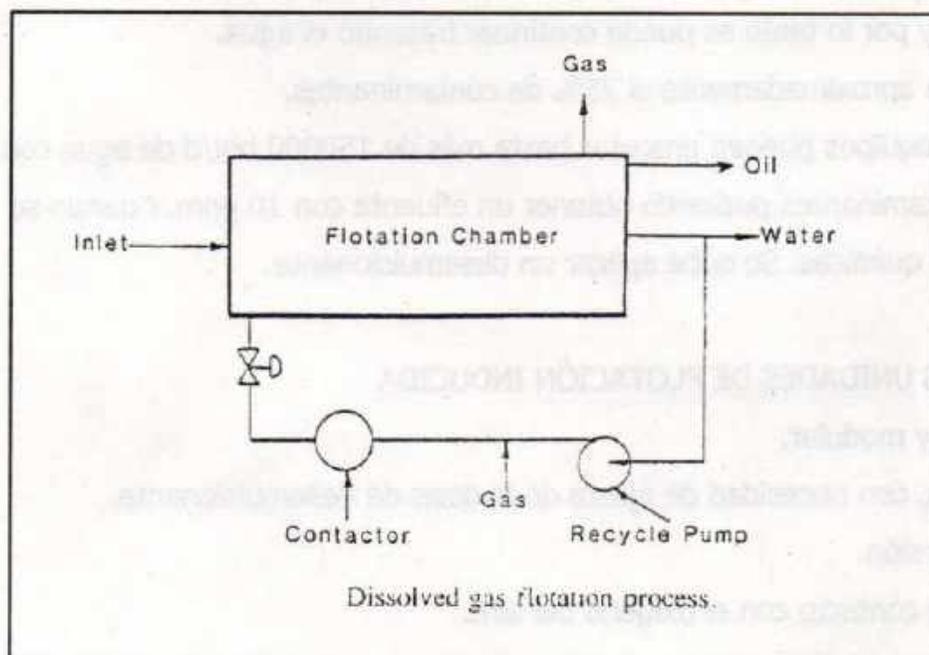
Sobrenadante poco concentrado (10-25 g/l) que produce grandes volúmenes de recirculación.

UNIDADES DE FLOTACIÓN POR GAS DISUELT

Este sistema de tratamiento toma una porción del agua tratada y la satura con gas natural o aire en un contactor. Generalmente en un 20-50 % del agua es recirculada por el contactor. Luego el agua saturada es dirigida a un tanque de flotación en donde la presión disminuye, dando lugar a la formación de pequeñas burbujas de gas en el seno del líquido.

Este sistema es menos eficiente que el de gas disperso.

La flotación por gas disuelto puede generar problemas de incrustaciones cuando el agua de purga es dura y problemas de corrosión en el fondo de los equipos.



PRODUCCION II

2005

TEMA IX

TRATAMIENTO DE SOLIDOS- MEDIO AMBIENTE

Carrera de Ingeniería de Petroleos
Facultad de Ingeniería
U.N.C.

Siendo nuestro sistema de gobierno federal cada jurisdicción controla sus derechos y obligaciones mediante normativas propias. La primera norma jurídica que se sancionó en nuestro país, sobre el tema Residuos Peligrosos fue la Ley Nº24.051 en el año 1992 y se reglamentó mediante el Decreto 831/93. Al provenir del gobierno nacional tuvo y tiene ámbito Federal. Esta ley invitaba a las provincias a adherirse a la misma.

La ley 24.051/92 en su artículo Nº2 dice: ***"Será considerado peligroso, a los efectos de esta ley, todo residuo que pueda causar daño, directa o indirectamente, a seres vivos o contaminar el suelo, el agua, la atmósfera o el ambiente en general"***. Si deseamos saber cuáles son los residuos peligrosos nos tenemos que remitir al Anexo I o al Anexo II de esta ley, que define sus características. Pues bien, la ley definió el residuo peligroso pero no qué es un residuo. Agrega que revisten el mismo carácter aquellos que pudieran constituirse en insumos para otros procesos. Un inconveniente salvable es la definición, otros los indicaremos al comparar las leyes de Provincia y Nación, en lo que a Residuos se refiere.

El Diccionario de la Lengua Española, vigésima primera edición, página Nº1.781 señala para residuo *"Parte o porción que queda de un todo. Lo que resulta de la descomposición o destrucción de una cosa. Material que queda como inservible después de haber realizado un trabajo u operación"*. En términos jurídicos se utiliza ***"sujeto de abandono"***. El Convenio de Basilea (Ley Nacional 23.922), define: *"Se entiende por residuo a cualquier sustancia u objeto, gaseoso (siempre que se encuentre contenido en recipientes), sólido, semisólido o líquido del cual su poseedor, productor o generador se desprenda o tenga la obligación legal de hacerlo."*

Presentaremos la clasificación de los residuos según origen, los distintos tratamientos conocidos y aplicados en la gestión de los residuos en Argentina.

Todas las actividades antropogénicas utilizan o consumen recursos naturales, en especial aquellos asociados al desarrollo o progreso social y bienestar económico.

A los efectos de su gestión, en general, debe considerarse un residuo como peligroso, diferenciándose así de los que no lo son, si se reconoce en él un carácter de peligrosidad, que implique de alguna manera un determinado riesgo para los seres vivos, en especial las personas, y el medio en que se encuentran. Más allá de la importancia de la posible repercusión tanto de carácter técnico como del económico derivados de la catalogación o no de peligroso, obliga a precisar su definición y los criterios tomados para caracterizarlos. Por ello dimos algunas definiciones sobre el término **residuo**. La definición de residuo peligroso está ligada al marco legal aplicable y en donde en sus anexos se establecen criterios y métodos para su clasificación y caracterización.

Si tomamos como referencia las normativas de la EPA (Environmental Protection Agency) podemos señalar aspectos que hacen a la consideración de residuos como peligrosos si se dan algunas circunstancias como las siguientes: "*Si se trata de un residuo sólido (incluyen los lodos y residuos gaseosos contenidos en recipientes estancos) que presenta características de peligrosidad o bien se encuentra incluido en listas nominadas como tal. Si es un residuo resultante del tratamiento, almacenamiento temporario o depósito de un residuo peligrosd'*".

Presentado parte de los problemas que los residuos pueden producir consideremos ahora las fuentes, su naturaleza y sus alcances. Los recursos naturales se encuentran en distintas partes de nuestro hábitat, es decir la Tierra, y mediante transformaciones sucesivas se van obteniendo productos y energía. Estas transformaciones se logran a través de procesos del tipo productivo que otorgan resultados deseados, y a veces subproductos no buscados, pero *siempre se generan* residuos de todo tipo. Los procesos fisiológicos de los seres vivos también generan residuos. La naturaleza tiene una notable capacidad de asimilación aunque ésta *sea* limitada.

Podemos reconocer que el volumen de residuos generados aumenta a un ritmo superior a la capacidad de asimilación de los diferentes medios por un lado y a la posibilidad de tratamiento y eliminación de los mismos con que cuenta nuestro país por el otro, es absolutamente necesario plantear una gestión razonable, creíble y realizable.

Una concepción global del problema sólo puede desembocar, si los actores involucrados lo toman así, en una estrategia que incluye **acciones predictivas y preventivas** por encima de las conocidas normalmente como **correctivas**. Es bueno tener presente el "costo de oportunidad" para la toma de decisión.

¿Cómo lograrlo? La gestión de los residuos debe basarse en el principio de **evitar** la generación de los mismos en **su fuente o disminuirla** a un nivel realista, razonable.

La problemática de los residuos ha evolucionado desde la época en que la gestión era incorrecta o inexistente a la actualidad, en que se efectúa su tratamiento o aislamiento en forma controlada, llegando a lo mencionado de tratar de disminuir su generación en la fuente. Para ello se establecieron medidas orientadas a minimizar la producción de los residuos, lo que podemos catalogar como filosofía de prevención.

Podemos establecer una primera consideración de tipo jerárquica en las acciones a tener en cuenta para el control de los residuos en general y de los peligrosos en particular. Éstas pueden ser la recuperación de recursos de los residuos, neutralización química o reducción de la peligrosidad de ellos, depósito o almacenamiento controlado.

En el plazo que medie entre la situación actual y la propuesta, es evidente que la generación de residuos no sólo continuará sino seguirá en aumento.

Por ello es prioritario, a corto plazo, avanzar en la búsqueda de procesos de eliminación de residuos que sea compatible con un grado de razonabilidad en la protección del ambiente en que los seres humanos y el resto de seres vivos (vegetales y animales) desarrollamos nuestras actividades diarias.

Analizaremos brevemente algunos de los tratamientos y/o disposición final de los residuos que hoy se pueden aplicar en la Argentina.

Uno de los tratamientos de los **residuos patogénicos** es vía la técnica de **termodestrucción**. Otro es el llamado "**vertido controlado**" o **relleno sanitario** se aplica especialmente para los **residuos sólidos domiciliarios**. No debemos dejar de citar

los (fillers) **rellenos de seguridad**, pues en ellos se vierten en forma controlada los residuos tóxicos a los que se le puede haber aplicado algún tratamiento como puede ser el de neutralización, inmovilización entre otros.

Las técnicas de **Land Farming y compostaje** son adecuadas para **residuos orgánicos biodegradables**.

Los técnicos casi siempre necesitamos para poder explicar un tema un papel y un lápiz, o una pizarra, o un "folder" y un marcador, aunque el mismo sea simple. Pero también en función de la complejidad del tema recurrimos muchas veces a otras herramientas como es generar ecuaciones para poder explicar algunos tópicos.

Como ven en este caso utilizamos una ecuación para poder explicar gráficamente un proceso productivo, la aparición de los residuos y con el auxilio de signos (positivo y negativo) indicamos la característica de cada uno en cuanto a su posible desenvolvimiento económico.

$$\text{Ins (Rec)+ Pro= Pr + Sp +/- Res}$$

Ins.(Rec)= Recurso, Insumo o materia prima

Pro= Proceso o etapa productivo

Pr= Producto

Sp= Subproducto

Res= Residuo

Cuando a un insumo o materia prima lo sometemos a un proceso productivo obtenemos el producto deseado, a veces un subproducto y además un residuo al que hemos antepuesto los signos + y -. La hipótesis que planteamos es que si al residuo es posible utilizarlo en otro proceso como materia prima o insumo le asignamos el signo más (+) porque agrega valor económico al proceso, ya sea porque se venda a terceros o se utilice en el mismo establecimiento. Cuando por la característica del residuo se deba almacenar temporariamente y/o efectuar algún tratamiento para su disposición final lleva el signo

negativo (-) ya que exige un gasto adicional y acciones de control que en caso contrario podrían derivar en problemas legales no deseados.



Al analizar los procesos productivos podemos detectar si producen por un lado impactos y por el otro son generadores de residuos, sin entrar a caracterizarlos. Por lo tanto una técnica que se difundió rápidamente es la que trata de disminuir los residuos en su fuente para tener menores costos de fabricación, de tratamiento y afectación de la salud de trabajadores, proveedores y vecinos. Podemos señalar inicialmente con el auxilio de algunas técnicas como las **auditorías** que pueden dar idea de la situación en que se encuentra la Gestión de los Residuos y permite analizar una posible reducción además de establecer el posible grado de apartamiento de la normativa aplicable.

Una *auditoría de reducción* de residuos es un examen sistemático del flujo de materiales para reducir las emisiones y residuos.

Una *auditoría de cumplimiento* de las normas ambientales evalúa cómo una empresa cumple con las normativas aplicables, para la incorporación de tecnologías limpias o sostenibles.

almacenarse temporariamente y tratarse según sea su tipo, puede dar lugar a una recuperación o reciclaje también.

El propio producto final también puede generar residuos: todo tipo de embalaje puede ser considerado un residuo, ejemplo de ello son las latas de una gaseosa consumida, el embalaje de un electrodoméstico, lata de aceite, botella de gaseosa consumida, botella de plástico que contuvo insumo etc.

Es interesante tratar de analizar un proceso productivo por etapas u "operaciones unitarias", las que permiten realizar balances de materia y energía. Denominamos "operación unitaria", a aquella que puede ser identificada en sí misma como una unidad perfectamente identificable tanto su "insumo o materia prima", su "producto" caracterizado y cuantificado su actividad. Cada operación unitaria genera residuos. Luego de un análisis y estudio los calificaremos y cuantificaremos para poder aplicar el tratamiento que sea más eficaz.

Debemos recordar siempre que los generadores de residuos peligrosos o especiales son responsables en calidad de dueños "**desde la cuna hasta la tumba**" de los mismos, tanto en el fuero civil y comercial, como en el penal.

Es importante para la buena gestión de los residuos, en especial los peligrosos o especiales la identificación de los componentes de los residuos para aplicar el tratamiento apropiado y protección del ambiente. Algunos componentes *peligrosos* son:

1. - **Metales pesados:** *Cd, Cr, Pb, Hg*, Influyen en la cadena alimenticia con gran facilidad. Se originan en pinturas, pilas, etc.

2. - **Disolventes:** *acetona, metanol, cfc*, contaminan el aire y el agua.

Tienen varias características: toxicidad, inflamabilidad.

3. - **Asbestos:** *azul, blanco*, Constituidos por silicato de magnesio.

Se utilizan en aislante, fibrocemento, industria del papel y metal.

4. - **Aromáticos, PCB's, Dioxinas.** Son persistentes, mutagénicos. Los PCB's se utilizan como aislante líquido en transformadores y capacitores

Las dioxinas son productos no deseados de las incineraciones. Son subproductos de los plásticos

Podemos indicar algunas recomendaciones para manejo de los residuos peligrosos:

Uso de etiquetado. Llevar un registro actualizado de los mismos, prevención de derrames. Revisión periódica de tanques (especialmente los enterrados) examinar incompatibilidad.

La primera Ley sobre Residuos Peligrosos fue dictado a nivel Federal, invitándose a las provincias a adherirse, en diciembre de 1992 con el N°24.051

En este se crea la figura del *Generador* de Residuos Peligrosos quien es considerado responsable desde el inicio de la operación, que se denomina comúnmente "cuna" que crea el residuo hasta su destrucción final, "que se señala hasta la tumba". También se crea la figura del **Generador – Operador**, que es el que trata en su propia planta los residuos que genera su actividad. Asimismo crea la figura del **Transportista** con todas las condiciones y restricciones que hacen a la operatoria. Por último se crea la figura del **Operador** que tiene algunos alcances como puede ser considerado **Operador – Exportador, Operador – Generador.**

Se establece su ámbito de aplicación en ese entonces Capital Federal, rutas nacionales, fronteras nacionales y provinciales y las circulaciones entre jurisdicciones distintas (distintas provincias).

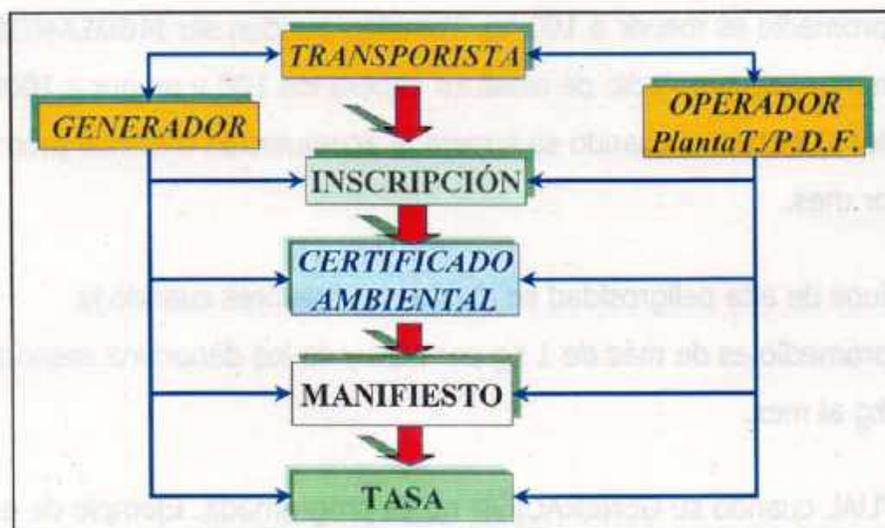
La Ley 24051 define los Residuos peligrosos recurriendo al auxilio de dos anexos **Anexo I** en el que lista las categorías sometidas a control y en el **Anexo II** lista las características que definen peligrosas.

También deja claro las excepciones o exclusiones de esta ley como lo son los Residuos Sólidos Urbanos (Residuos Sólidos Urbanos, RSD (Residuos sólidos Domiciliarios) que se

reglamenta en forma especial, los residuos Radiactivos y los Residuos producidos en la actividad de los buques que se rigen por convenios internacionales.

Los distintos actores que tiene la gestión de los residuos en concordancia con la ley aplicable, tanto en el orden nacional como provincial son **generadores** (eventual también), **transportistas** y **operadores** (también *operadores-generadores, operadores-exportadores, operadores "in situ"*).

Podemos señalar la secuencia siguiente en lo que al requerimiento normativo se refiere. Los actores mencionados deben inscribirse en el registro establecido por la ley en cuya jurisdicción compete con el fin de obtener el *certificado ambiental (certificado de aptitud ambiental)* que luego los habilita para poder operar. Una vez logrado el mismo, el documento que identifica el tipo de residuo, cantidad y característica debe ser registrado en el Registro que cada jurisdicción posea. Para el momento en que se gestione el tratamiento de residuos peligrosos/especiales se usa el documento denominado **manifiesto**. El *manifiesto* debe ser requerido por el operador a la autoridad de aplicación en función de la solicitud del generador. Este manifiesto debe ser entregado al transportista que completará los datos de los residuos que retira y entrega al generador una copia. Ésta debe ser guardada por el generador hasta que reciba el certificado de destrucción del residuo. Así se cierra el circuito de la responsabilidad jurídica que tiene el generador referente al residuo "*desde la cuna hasta la tumba*".



El gráfico anterior muestra claramente que se establece un **registro de generadores, de transportistas y de operadores de residuos peligrosos.**

La Autoridad de Aplicación debe llevar y mantener actualizado el Registro Nacional de Generadores, Transportistas y Operadores de Residuos Peligrosos (RRPP).

Por el otro lado requiere de los Generadores, Transportistas y Operadores de Residuos Peligrosos obtener el **Certificado Ambiental**, requisito indispensable para la habilitación de industrias y toda otra actividad que pueda o genere RRPP.

De acuerdo con la Resolución 224/94 los generadores de RRPP se clasifican en **Generadores de residuos peligrosos de alta peligrosidad y de baja peligrosidad.**

Los primeros son aquellos generadores cuyos residuos corresponden a las categorías Y1(patogénicos) e Y 17 (residuos de tratamiento de superficies de metales y plásticos). En las categorías de Y18 a Y 45 la calificación de alta peligrosidad dependerá de su concentración. En otros casos dependerá de sus características de peligrosidad explosividad, inflamabilidad y corrosividad.

Además de acuerdo con su volumen de generación se distinguen los siguientes casos:

Los Generadores de residuos de baja peligrosidad se clasifican en **MENORES** cuando su acumulación mensual promedio es menor a 100 kg. También pueden ser **MEDIANOS** cuando su acumulación mensual promedio de residuos supera los 100 y menor a 1000 kg por mes. Y por último los **GRANDES** cuando se supera la acumulación mensual promedio de residuos 1000 kg por mes.

Los generador de residuos de alta peligrosidad se dividen en mayores cuando la acumulación mensual promedio es de más de 1 kg por mes y se los denomina menores cuando es inferior a 1 kg al mes.

El generador es **EVENTUAL** cuando su **GENERACIÓN** no es programada. Ejemplo de ello puede ser las empresas eléctricas o industriales cuyos transformadores contienen PCB's y

se deben exportar para su destrucción. Requiere para este trámite del Operador exportador.

Generador – Operador es aquel que trata sus residuos en su propio predio. Ejemplo de ellos son los productores de medicamentos que destruyen sus propios medicamentos cuando esta próxima la fecha de vencimiento de los mismos.

La categoría de **Operador por almacenamiento** cumple la operación de almacenaje previo a cualquier operación de eliminación (D15) y/o recuperación (R 13). La habilita la Resolución 123/95.

El **Operador - Exportador** es la persona física, jurídica que gestiona, coordina u organiza operaciones de exportación. Lo habilita la Resolución 184/95.

Operador - Generador Es aquel operador cuyo tratamiento genera residuos peligrosos.

Teniendo en cuenta los distintos fuentes origen de los residuos podemos efectuar una clasificación inicial. A saber:

- Residuos Sólidos Domiciliarios (RSD).
- Residuos Sólidos Urbanos (RSU).
- Industriales; peligrosos o especiales, no peligrosos, asimilables a RSD
- No industriales, asimilables a RSD.
- Patogénicos.
- Forestales.
- Farmacéuticos.
- Agrícolas y Ganaderos
- Radiactivos (RAD).

RESIDUOS INFLAMABLES

Sustancia inflamable es la que quema con facilidad.

Inflamabilidad: corresponde al riesgo de ignición.

Para los líquidos se define como la menor temperatura a la que el vapor liberado por el líquido se inflama cuando está expuesto a la llama (presión y temperatura normales)

RESIDUOS CORROSIVOS

CORROSIVIDAD: La capacidad de movilizar metales tóxicos, destruir tejido vivo, en el caso de ser acuoso tener un pH menor a 2 o mayor a 12,5 o corroer un acero en condiciones de ensayo normalizado (Norma NASE)

RESIDUOS REACTIVOS

Reactividad: Extrema inestabilidad y tendencia a reaccionar violentamente o explotar.

Los residuos reactivos sufren cambios fácilmente, reaccionan violentamente con agua, forman mezclas potencialmente explosivas, generan gases tóxicos, son portadores de sulfuros o cianuros, detonan o explotan fácilmente.

RESIDUOS RADIATIVOS

Radiactividad: Capacidad de emitir energía en forma de partículas alfa y beta, o de energía pura radiación gamma. **Los residuos de estas características NO** están incluidos en la ley N°24.051.

En la actividad industrial actúan personas, máquinas e instalaciones de distintos tipos, por lo tanto el espectro de los residuos que pueden generarse son de diferentes tipos.

Dentro de las industrias cabe la siguiente clasificación:

Residuos Tóxicos y Peligrosos (RTP), Materiales Sólidos, Líquidos, Gaseosos (dentro de un recipiente).

Asimilables a Urbanos; Generados en actividades auxiliares

No peligrosos, Escorias, escombros, fangos, arcillas, arenas, pallets*, etc.

Gestión de Residuos:

- A.- Minimización en la generación.
- B.- La recuperación de materia y/o energía.
- C.- La evaluación ambiental de la gestión sobre los mismos.
- D.- La clasificación en la fuente.
- E.- La evaluación de impacto ambiental (E.I.A.), Previa localización de sitios para disposición final.

RESIDUOS: TIPO de TRATAMIENTOS

MÉTODO DE LAS "TRES R"

- **REDUCIR - MITIGAR**
- **REUSAR (RECUPERAR)**
- **RECICLAR**



¿QUÉ ES REDUCIR-MITIGAR?

Podemos decir sin temor a equivocarnos que es tratar de disminuir la cantidad de residuo que se crea en origen (fuente de producción), tratar de modificar los hábitos de uso, evitar en lo posible lo descartable si existe algún otro de uso prolongado y de consumo de elementos superfluos con embalajes importantes.

¿QUÉ ES RECICLAR?

Tomar un residuo obtenido de alguna actividad industrial y mediante un proceso convertir este residuo en materia prima o insumo para ser utilizado en la misma planta o en otra.

¿QUÉ ES REUSAR ?

Es volver a usar algo. Si en la fabricación de materiales que tengan aluminio sus recortes pueden ser utilizados nuevamente sin que se requiera un proceso industrial a lo sumo calor para fundirlo y darle la forma que es necesaria para trabajarlo,

¿QUÉ ES RECUPERACIÓN ?

Extraer de un residuo algún metal útil por su valor o utilización posterior. Ejemplo de ello es la recuperación del Cd de las baterías de los teléfonos celulares o móviles. Esto se efectúa mediante un proceso físico de destilación al vacío.

TRATAMIENTO Y TECNOLOGÍA

SOLIDIFICACIÓN Y ENCAPSULADO:

Solidificación este tratamiento fue diseñado para mejorar el manipuleo y las características físicas del residuo, limitar la solubilidad o detoxificar cualquier componente peligroso contenido en el residuo. En general se obtiene mediante la producción de un bloque monolítico de residuo tratado.

El **encapsulado** implica el aislamiento del material residual colocándolo en una membrana o envoltura de material impermeable. Idealmente, la envoltura está unida a la superficie externa del residuo solidificado. El proceso de encapsulado con asfalto es un proceso no químico en el que se utiliza un evaporador para eliminar el agua del residuo mientras que simultáneamente mezcla y amasa los residuos con el ligante de asfalto caliente.

Las categorías más importantes de **sistemas de fijación** de residuos industriales son:

- ✚ Procesos basados en cemento.
- ✚ Procesos pozolánicos (sin cemento).
- ✚ Técnicas termoplásticas.
- ✚ Técnicas con polímeros orgánicos.
- ✚ Técnicas de encapsulado superficial.
- ✚ Procesos de autocementación.
- ✚ Producción de minerales sintéticos y cerámicos.

TRATAMIENTO FÍSICO.

Centrifugación se basa en la aplicación de una fuerza centrífuga para separar mecánicamente ciertas mezclas de *sólidos - sólidos* o *sólidos - líquidos* o *líquidos - líquidos* mediante sedimentación dentro del aparato de centrifugación. Las aplicaciones del proceso de separación sólidos - sólidos incluyen entre otros, remoción de partículas y pigmentos de lacas, esmaltes y pastas de tintura, separación de microorganismos de extractos de solventes de caldos de antibióticos, recuperación de partículas de metales de catalizadores agotados y desengrasado de virutas de metal.

Adsorción con Carbón, El carbón activado (adsorbente muy efectivo) remueve materiales del agua por un proceso de adsorción

Adsorción con Resinas, Diálisis, usa membrana semipermeable que permite el pasaje de moléculas de soluto pequeñas y retiene coloides y solutos de peso molecular más elevado.

Evaporación, ebullición de un líquido

Arrastre con aire o vapor.

Ósmosis Inversa; barrera semipermeable.

TRATAMIENTO QUÍMICO:

Intercambio iónico: involucra el intercambio reversible de iones entre un intercambiador iónico y una solución de electrolito en contacto con este último.

Precipitación: es un proceso por el cual una sustancia disuelta es transformada total o parcialmente en una fase sólida por una reacción química

Oxidación: las reacciones de óxido - reducción son aquellas en las cuales el estado de oxidación de por lo menos un reactivo aumenta, mientras que el de otro disminuye.

Reacción: la reducción es utilizada para tratar residuos de manera tal que el agente reductor disminuye el estado de oxidación de una sustancia con el objeto de disminuir su toxicidad, su solubilidad o transformarlo en una forma que sea más manejable.

Neutralización: es la interacción entre un ácido y una base. En sentido estricto, la neutralización es el ajuste del pH a 7.

Hidrólisis: pese que el agua por sí misma puede producir hidrólisis, la mayoría de los procesos comerciales utilizan elevadas temperaturas y presiones para promover la reacción. Comunmente se usan ácidos, bases y enzimas como catalizadores.

Fotólisis: es un proceso en el cual las uniones químicas se rompen bajo la influencia de luz. En proceso fotoquímico primario las especies activables son convertidas a un estado electrónicamente excitado, generalmente un di-radical que tiene la suficiente energía como para intervenir en la reacción química.

TRATAMIENTO TÉRMICO.

Incineración o termodestrucción: es un proceso controlado para oxidar residuos combustibles sólidos, líquidos o gaseosos y convertidos en dióxido de carbono, agua y cenizas.

Pirólisis: se define como la gasificación y/o liquefacción de los elementos de combustión por calor, ya sea en la ausencia total de oxígeno o en la presencia de una cantidad controlada del mismo (pirólisis parcial).

Destilación: en general se hierve una mezcla de líquidos para producir un vapor rico en el componente más volátil

Calcinación: conversión por descomposición térmica a elevada temperatura de líquidos y barros acuosos a materiales sin interacción como la fase gaseosa.

El tratamiento biológico o biorremediación conocido también biorreparación puede definirse como una tecnología que se basa en el uso de microorganismos para transformar contaminantes orgánicos en compuestos más simples poco contaminantes o en el mejor de los casos no contaminantes.

Otras sustancias como son los metales, no pueden ser metabolizadas por los microorganismos de manera apreciable pero pueden ser inmovilizadas o modificada su valencia por medio de los mismos de manera que disminuyen su toxicidad.

La biorremediación abarca la recuperación de zonas contaminadas y los procesos de tratamiento llamados de **fin de línea**, esto es tratamientos en corrientes residuales de procesos de fabricación y que son potencialmente contaminantes.

Los microorganismos que se utilizan a veces están presentes en el medio ambiente, otros son cultivados especialmente, siempre se lleva a cabo en condiciones ambientalmente controladas. El aspecto más innovador de la tecnología estriba en que se manipula en forma apropiada las condiciones ambientales para promover o mejorar la biodegradación de compuestos que en otras condiciones sería mínima o nula.

Los microorganismos juegan un papel importante en el ciclo del carbono en la naturaleza; convierten la materia orgánica compleja en CO₂, agua y biomasa.

La biotratabilidad tiene lugar con frecuencia para caracterizar las condiciones fisicoquímicas y microbiológicas que se deben realizar con el fin de optimizar la actividad y eficacia de la biorrecuperación. La tecnología de biorrecuperación se está utilizando cada vez más como forma deseable de limpieza ambiental por las ventajas tanto prácticas como económicas. La mayoría se han asociado con la contaminación ambiental provocada por los hidrocarburos como el petróleo crudo, diesel, y otros productos refinados.

Lecho percolador sirve como tamiz de los contaminantes. Los barros activados suelen trabajar como adsorción y las lagunas como decantación.

Podemos señalar que para los residuos es aplicable la Auditoria Ambiental, llamada en este caso Auditoria de Residuos.

Podemos convenir que siempre existirán tres pasos en esta herramienta y son las denominadas Preauditoria, Auditoria "in situ" y Postauditoria.

Los residuos que no puedan ser reciclados se enviarán a rellenos sanitarios u otros tratamientos como ser el compostaje, que describiremos más adelante.

El relleno sanitario es una técnica de disposición final de residuos sólidos que es recomendable de ser aplicado en aquellos centros urbanos que cuenten con tierras aptas para esta actividad y relativamente cercanas para evitar elevados costos de transporte.

Si el relleno sanitario es operado dentro de las condiciones que describiremos, es una técnica que no genera riesgos para la salud y no perjudica el medio ambiente.

Esta técnica utiliza principios de ingeniería para confinar la basura en un área lo más pequeña posible, cubriéndola con capas de tierra y compactándola para reducir su volumen.

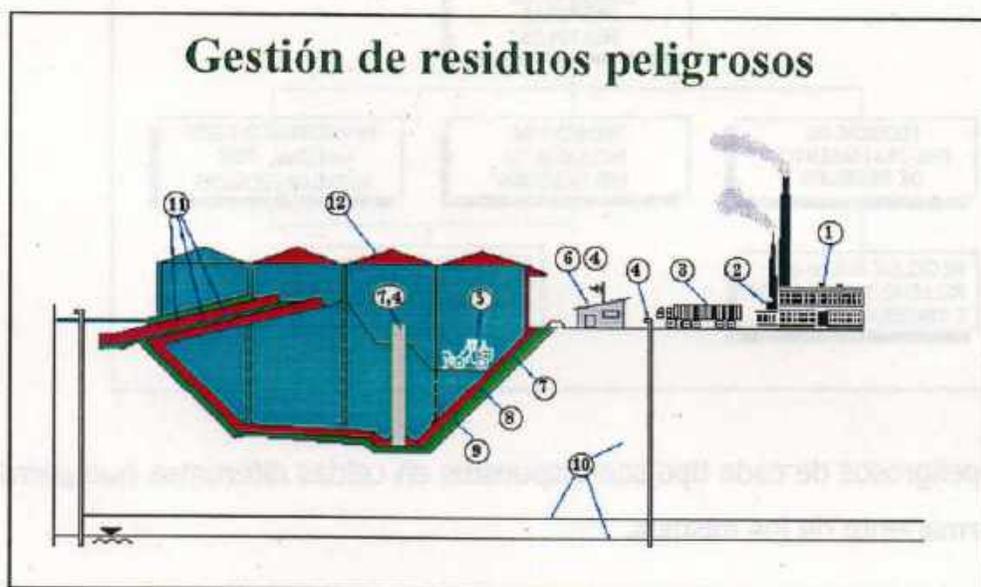
Rellenos de Seguridad

El relleno de seguridad es un método seguro para disponer aquellos materiales demasiado contaminados con metales pesados u otros elementos no combustibles, demasiado densos

como para ser inyectados en pozos profundos, de difícil o imposible degradación química, que impiden ser incinerados o dispuestos en un relleno sanitario.

En los rellenos de seguridad se disponen aquellos residuos peligrosos provenientes del reciclaje de residuos y las cenizas provenientes de los procesos de incineración, dado que siempre pueden contener elementos contaminasteis y con una mayor concentración que la que tenían en el residuo original antes de ser incinerado.

En este esquema vemos las consideraciones a tener en cuenta para la disposición de residuos peligrosos en rellenos de seguridad:



1. Evitar la generación de residuos, reciclar
2. Pretratamiento
3. Transporte efectuado por una firma especializada c/personal especializado
4. Controles
5. Técnica de manejo
6. Registro, documentación
7. Recolección de los lixiviados (drenaje de base) y tratamiento
8. Impermeabilización base (material sintético)
9. Impermeabilización base (mineral)
10. Geología del lugar de emplazamiento (subsuelo, cambio de petrología, napa freática)

11. Sistema de impermeabilización de superficie

12. Techado

A diferencia de los rellenos sanitarios, los rellenos de seguridad deben tener una multiplicidad de barreras que impidan que los elementos contaminantes presentes en los desechos lleguen a contaminar los suelos.

El cuadro siguiente muestra cuales son las barreras a las que nos referimos.



Los residuos peligrosos de cada tipo son dispuestos en celdas diferentes que permiten un monitoreo permanente de los mismos.

El relleno de seguridad, construido de acuerdo con las características recomendadas para contener el residuo del que se trate, otorga protección completa al medio ambiente y a muy largo plazo.

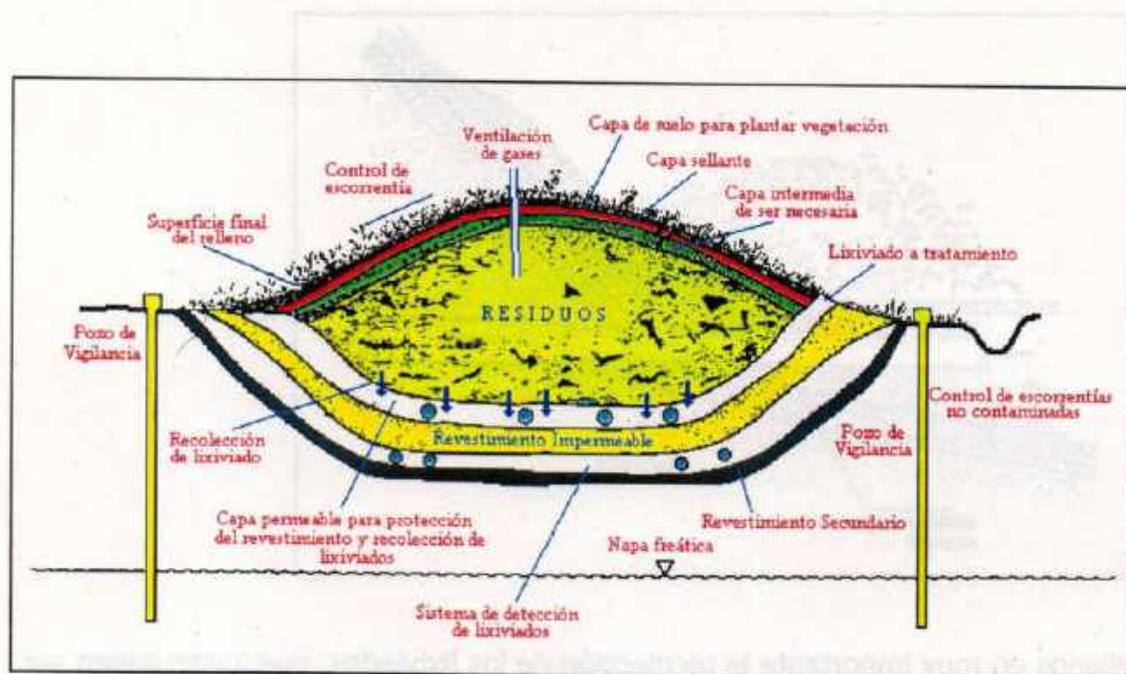
Al igual que para los rellenos sanitarios se debe elegir un lugar donde se asegure una impermeabilidad hacia los acuíferos inferiores al nivel del relleno, más allá de que la celda sea previamente acondicionada y preparada para asegurar la estanqueidad de la misma.

Se construyen pozos de monitoreo que permiten un control programado de las napas de agua, en forma similar a lo que se realiza en los rellenos sanitarios.

El esquema de arriba nos muestra las características que deben tener los suelos donde se han de emplazar los rellenos de seguridad.

Los lixiviados pueden ser tratados bajo estrictas normas de seguridad o, de lo contrario, deben quedar contenidos dentro de las celdas junto con los residuos que los originan.

Debe asegurarse la no volatilidad de los residuos por lo que el recubrimiento de los mismos debe ser inmediato y, si fuera posible, se realizará conjuntamente con la disposición del residuo en la celda.

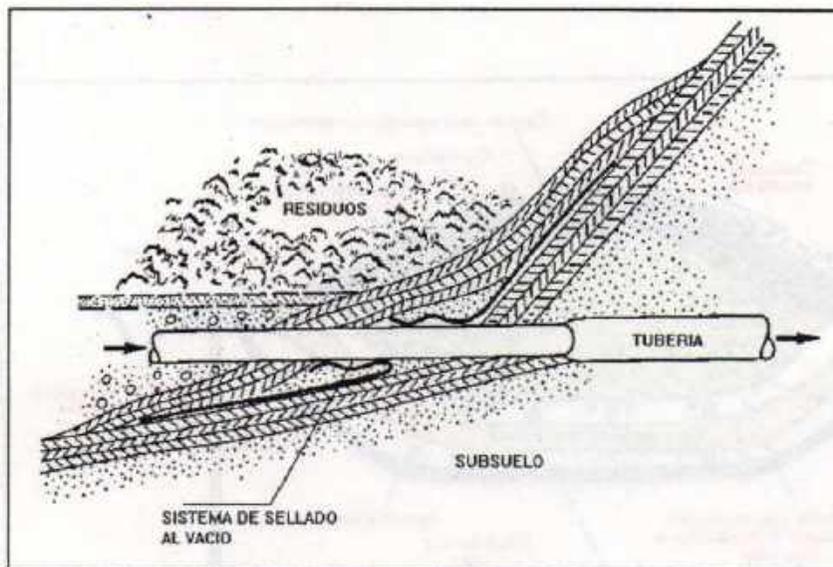


En el desarrollo de la instalación de un relleno de seguridad se distinguen tres etapas básicas:

1- Diseño, emplazamiento y preparación, esto involucra un detallado estudio de las características geológicas, hidrogeológicas y ambientales del área como así también la elección de las barreras impermeables que se adoptarán (compactación de arcilla, recubrimientos plásticos, hormigonados, etc.).

2- *Operación segura y controlada*, que asegure que el personal que opera el relleno no tome contacto directo con los residuos ni siquiera en forma accidental, por lo que se deberá contar con una supervisión constante, capacitada y responsable.

3- *Cuidado y mantenimiento* del área durante y después del cierre y recubrimiento final del relleno de seguridad.

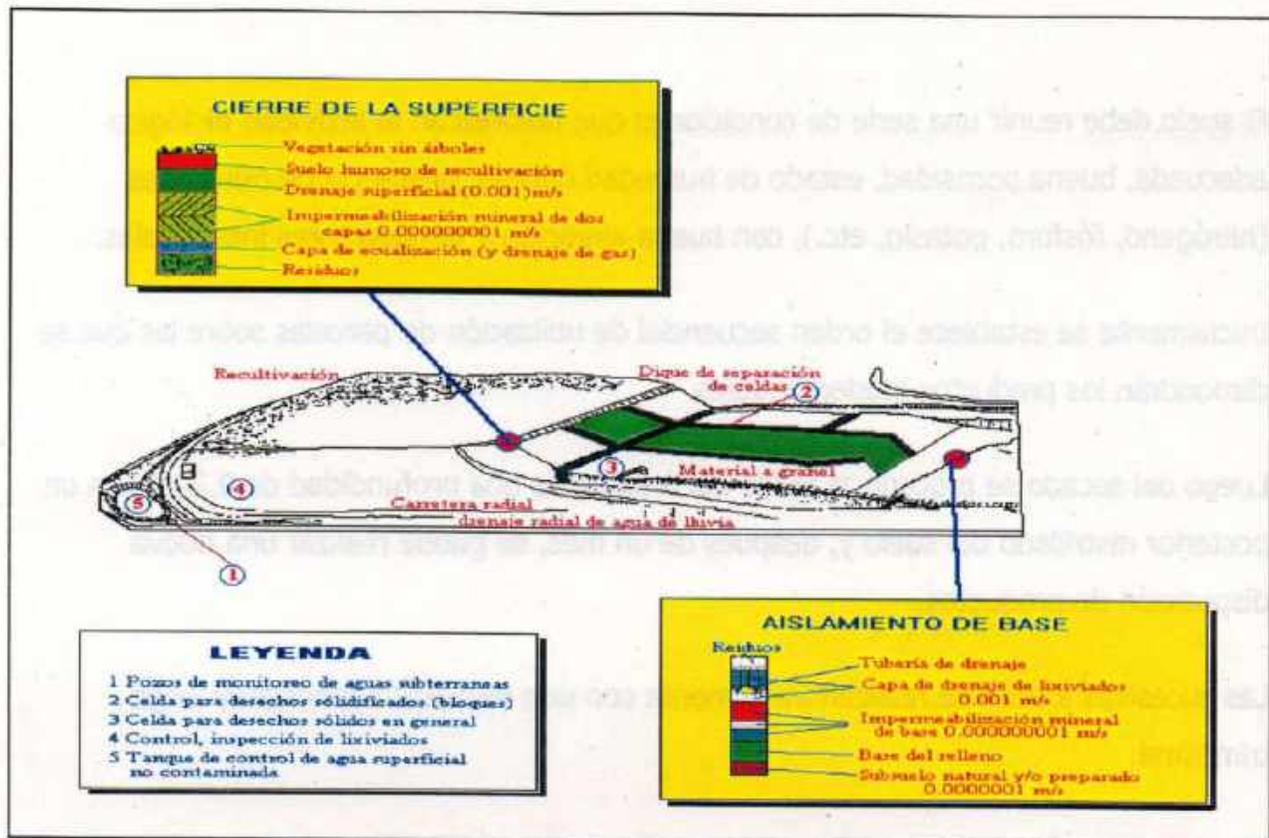


En estos rellenos es muy importante la recolección de los lixiviados, que luego deben ser tratados de acuerdo con el tipo y grado de contaminante que contengan.

En la imagen, se puede observar el sistema de seguridad que debe sellar la tubería de recolección de lixiviados para evitar que estos se infiltren en el suelo.

Los suelos deben reunir una serie de características físicas para determinar su aptitud para la instalación de un relleno de seguridad.

Fundamentalmente se buscarán suelos que tengan un alto grado de impermeabilidad para evitar la filtración de lixiviados que pudieran contaminar los acuíferos.



Finalmente la celda de un relleno de seguridad debe sellarse empleando materiales acordes que provean un sello perfecto.

Luego se realizará una cobertura con tierra fértil para asegurar un pronta revegetación.

Land farming:

El land farming (laboreo agrícola) es un método de tratamiento y disposición final de productos oleosos y orgánicos que produce, a nivel del suelo, la biodegradación natural por acción de las bacterias y microorganismos existentes naturalmente en este medio.

El arado del suelo y el uso de prácticas agrícolas convencionales proveen las condiciones necesarias para el mejor aprovechamiento de este potencial natural

El suelo debe reunir una serie de condiciones que favorezcan la actividad biológica adecuada, buena porosidad, estado de humedad óptimo, presencia de nutrientes (nitrógeno, fósforo, potasio, etc.), con buena aireación y temperaturas intermedias.

Inicialmente se establece el orden secuencial de utilización de parcelas sobre las que se dispondrán los productos biodegradables.

Luego del secado se procede al arado del área hasta una profundidad de 0,20m con un posterior rastrillado del suelo y, después de un mes, se puede realizar una nueva disposición de productos.

Las sucesivas aradas se realizan inicialmente con una frecuencia mensual y luego trimestral.

Estos suelos así tratados inicialmente son aptos para el cultivo de especies vegetales para la obtención de fibras, maderas y plantas decorativas. Luego de un año y tras los exámenes de rigor, pueden ser aptos para la explotación agrícola.

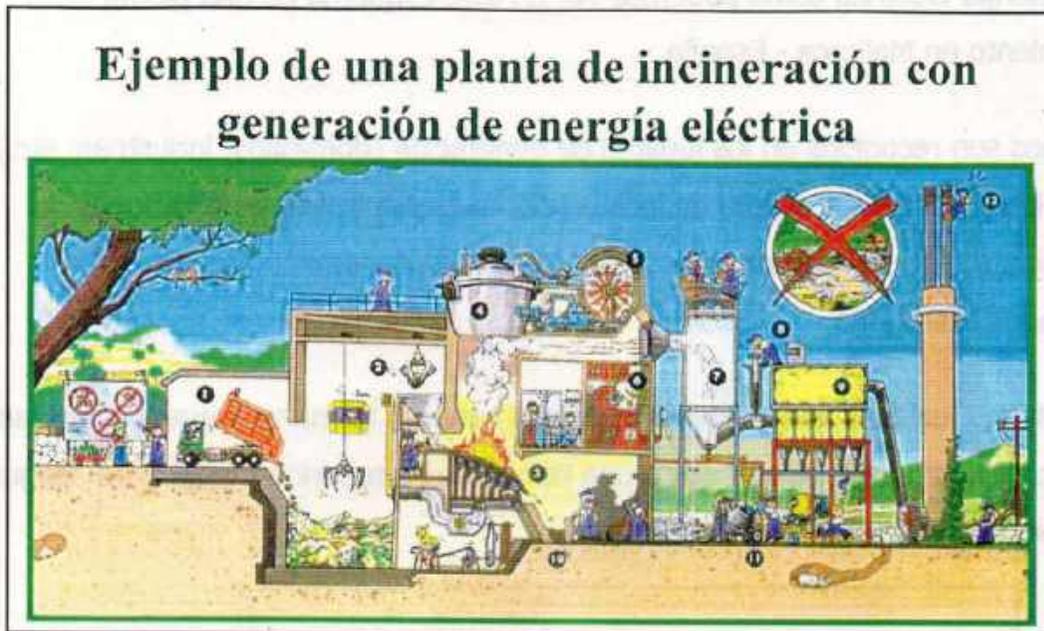
El control de los acuíferos subterráneos se realiza a través de una red de pozos de monitoreo estratégicamente ubicados en el terreno, efectuándose análisis físico-químicos y bacteriológicos.

También se efectúa un muestreo del suelo en forma programada, con un mapeo de sitios definidos no inferior a 4 por hectárea, efectuándose determinaciones de pH, nutrientes, materia orgánica y humedad.

Toda la operación del proceso debe ser efectuada en forma sistemática por profesionales con la capacitación adecuada para esta labor.

Finalmente, podemos decir que el proceso de disposición final de residuos orgánicos por el método de land farming resulta una alternativa viable para aquellos países que cuenten con terrenos extensos y aptos para esta actividad.

Incineración:



La incineración pirolítica es un tratamiento que puede aplicarse a los residuos sólidos en aquellos países que no cuenten con terrenos para realizar rellenos sanitarios.

Fundamentalmente los objetivos que se persiguen con la incineración son:

- Reducción del peso (75%) y del volumen (93%) de los residuos.
- Eliminación de los residuos de manera rápida y segura.
- Control de las emisiones de gases.
- Eliminación del riesgo de combustión espontánea de los rellenos sanitarios.
- Eliminación de plagas y malos olores.
- Imposibilidad de contaminación de las napas acuíferas.
- Posibilidad de aprovechamiento de la energía térmica resultante de la combustión de los residuos para otra finalidad como ser generación de energía eléctrica.
- Las cenizas resultantes se estabilizan con cemento y se disponen de forma segura, en lugares controlados.
- Las escorias pueden utilizarse en la construcción, como relleno.
- Se pueden garantizar las condiciones medioambientales.
- Compatibilidad con otros procesos de tratamientos de residuos.

La energía térmica producida por la incineración de residuos sólidos puede emplearse para generar energía eléctrica como podemos ver en este esquema de una planta en funcionamiento en Mallorca - España.

Los residuos son recogidos en los lugares de generación (domicilios, industrias, etc.) y llevados directamente a la planta de incineración o bien a través de estaciones de transferencia donde se concentran y compactan en contenedores para luego ser transportados a la planta.

En la planta los residuos son incinerados en un horno en forma continua y controlada. Los gases de combustión son calentados a una temperatura superior a 850° para asegurar la destrucción de los elementos contaminantes.



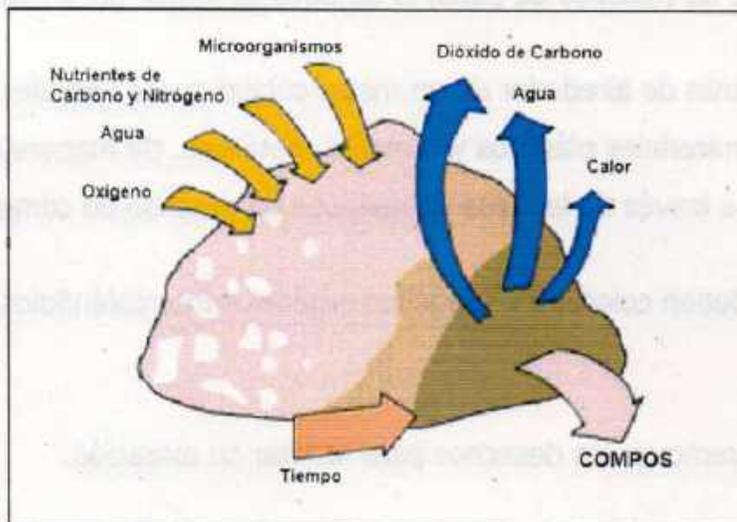
Es importante tener en cuenta que las cenizas que se obtienen como desechos de un proceso de incineración de residuos sólidos tendrán un contenido mucho más concentrado de elementos contaminantes que los que tenían los residuos que se incineraron. Por lo tanto, las cenizas deben sufrir tratamientos de estabilización que impidan que los

elementos contaminantes contenidos tomen contacto con napas de agua, suelos, animales, habitantes, etc.

Por similares razones, se deberán controlar las emisiones gaseosas durante el proceso de incineración de residuos sólidos.

Compostage:

Los residuos sólidos que contienen una concentración relativamente alta de materia orgánica, pueden ser tratados mediante procesos de compostaje, para estabilizar algún tipo de materia orgánica y fabricar un producto útil. Los materiales que se utilizan generalmente para el compostaje provienen de residuos de jardín y de comida. Estos materiales se pueden recolectar en forma separada o mixta.



Todos los desechos orgánicos como ser vegetales, papel, etc., que no presenten contaminación de ningún tipo, pueden ser empleados para la producción de compost, que luego será empleado como nutriente de suelos utilizados para el cultivo.

Los desechos orgánicos son mezclados con tierra, se mantienen permeables al paso de oxígeno y mediante el agregado de nutrientes y agua, con el paso del tiempo se obtendrá compost.

Existen varias alternativas disponibles para la utilización de residuos de poda. Las alternativas incluyen la producción de compostaje y de combustible sólido (es decir, un combustible de madera de tamaño reducido). Para cada alternativa, y asumiendo que los residuos de poda no están relativamente contaminados, las unidades de operaciones necesarias son: reducción de tamaño, separación magnética y selección. La separación magnética se utiliza para remover la contaminación ferrosa (por ej. grampas, clavos, ganchos, etc.) del producto de residuo de poda de tamaño reducido. En el caso de la producción de combustible sólido, se desea generalmente un producto grueso, y las partes finas requieren disposición de relleno. Alternativamente, si hay mercados disponibles, las partes finas pueden servir como corrector del suelo. Si la aplicación del proceso es la producción de compostaje de residuos de poda, el objetivo es lograr un producto fino.

El generador es un recipiente de alrededor de un metro cúbico cuyos laterales pueden construirse con madera, materiales plásticos y/o mallas metálicas, de manera que se asegure el pasaje de aire a través de la masa de residuos en proceso de compostaje.

Dentro del generador se deben colocar los desechos orgánicos intercalándolos con capas de tierra o arena.

Periódicamente se deben remover los desechos para facilitar su aireación.

El riego adecuado y periódico mantendrá el grado de humedad del generador.

Luego de unos tres meses se obtendrá un producto de color oscuro. Esto es el compos, que tiene un alto poder nutriente para los suelos destinados al cultivo.

El compos obtenido se puede agregar al suelo de los jardines, huertas, macetas, alrededor de árboles, etc.

PRODUCCION II

2005

TEMA X

COSTOS

Carrera de Ingeniería de Petróleos
Facultad de Ingeniería
U.N.C.

Mientras en el análisis económico consideramos ventas y gastos (transacciones económicas), en el análisis financiero consideramos ingresos y egresos (flujos reales de dinero hacia y desde la empresa)

El Flujo de Caja o Cash Flow, como comúnmente se lo denomina se puede calcular para cualquier rango temporal: diario, semanal, mensual, anual; denominaremos "período" a este lapso de tiempo fijo.

A continuación, intentaremos llegar a su expresión a partir de una serie de pasajes de términos y ajustes.

¿Cuáles son los ingresos reales de dinero en el período?

Ventas

Créditos por ventas

Podemos interpretarlo como un ajuste de lo contable a lo financiero, restándole al valor registrado como "ingresos por ventas", la fracción que aún no fue pagada por nuestros clientes, y sumándole las facturas por ventas anteriores a período en cuestión que fueron saldadas por nuestros clientes dentro de este período.

Tener en cuenta que comúnmente en la jerga contable se habla de "ingresos por ventas", refiriéndose en realidad a las ventas (transacciones) y no a los ingresos realmente recibidos.

¿Cuáles son los egresos reales de dinero en el período?

Costos variables

Costos fijos (imputables y no imputables)

Δ Bienes de cambio

Δ Bienes de uso

Δ Proveedores

Impuestos

También podemos verlo como un ajuste de lo contable a lo financiero, teniendo en cuenta no solo los materiales y productos terminados que salieron de la empresa en su proporción correspondiente a las ventas, sino también lo que se acumuló o desacumuló de stock. Por otra parte, al igual que hacíamos con nuestros clientes, ahora corregimos por deudas de períodos anteriores con nuestros proveedores que hayamos saldado en el presente período, y por compras que hicimos pero aún no pagamos. El hecho de incluir Δ Bienes de Uso significa que en general aparece una erogación importante al inicio del proyecto, al adquirir maquinarias, y al final se puede o no considerar su reventa luego de X años.

¿Cuál es entonces el dinero neto ingresado a la empresa en el período?

A esto se denomina flujo de caja. Es simplemente la suma de los ítems que vimos como ingresos, menos los que vimos como egresos:

Flujo de caja:

Ventas

Impuestos

Δ Créditos por ventas

Δ Costos variables

Δ Costos fijos

Δ Bienes de cambio

Δ Bienes de uso

Δ Proveedores

(notar que los únicos ítems que entran sumando son las ventas y la financiación dada por los proveedores)

Podemos reemplazar los ítems (Ventas – Costos) por "Resultado neto" "Utilidad Neta"

Sin embargo, no es exactamente igual, porque si vemos el cuadro de resultados, notaremos que para el cálculo de la Utilidad Neta descontamos amortización, y ésta no es una erogación real de dinero. Entonces, podemos obtener la resta de (Ventas – Costos) como (Utilidad Neta + Amortización).

Si reordenamos, tenemos que:

$$\begin{aligned} \text{Flujo de Caja} = & \text{Utilidad Neta} + \text{Amortización} \\ & - (\Delta \text{Créditos por ventas} + \Delta \text{Bienes de cambio} - \Delta \text{Proveedores}) \\ & - \Delta \text{Bienes de uso} \end{aligned}$$

El único impuesto que consideraremos en el curso, es el Impuesto a las Ganancias, y salvo indicación en contrario, adoptaremos una tasa del 35%.

La base imponible consiste en la Utilidad Bruta.

Como para el cálculo de la utilidad neta se descontó la amortización a los resultados, el impuesto que se paga es menor. Esto no se trata de evasión ni de una casualidad, sino que justamente, como fomento a las inversiones, es que se permite realizar la amortización y reducir así la base sobre la cual se paga el impuesto.

Como nosotros consideraremos que nuestros proyectos tienen una vida útil y luego terminan, con un plazo predeterminado, algunas veces estimaremos un Valor Residual para los activos fijos. Este valor, en caso de poderse vender, constituye una "ganancia extraordinaria", y como tal, deberá ser tenida en cuenta en la base imponible, aumentando el impuesto de dicho año por este motivo.

El término Bienes de Uso en general no varía en una empresa en un normal funcionamiento entre dos períodos, salvo cuando se hace una inversión. En los proyectos que veremos, por lo tanto, habrá un Δ B Uso al inicio y al final de proyecto.

Definiendo "Necesidad de Capital de trabajo"

$$(\text{NCT}) = \text{Bienes de cambio} + \text{Créditos por ventas} - \text{Proveedores}$$

el segundo término de la última expresión del flujo de caja vista arriba, es el Δ NCT.

Indistintamente en el curso lo llamaremos también "capital de trabajo", ya que así se lo denomina en la práctica cotidiana, aunque hay una distinción entre ambos términos: la diferencia radica en la inclusión o no del rubro "caja".

En nuestros proyectos y en la gran mayoría de los que se podrán encontrar ustedes en su práctica profesional, no tiene importancia relativa el rubro "caja", y por eso en nuestro curso no estará presente. Pero no queremos dejar de hacerles notar que sí puede tener una gran relevancia en algunos negocios con especial uso de "caja", como lo es claramente un Supermercado, donde el plazo de cobro es muy chico pero es muy grande el plazo de pago a proveedores, resultando incluso en una necesidad de capital de trabajo negativa. Aclarado esto, dejamos afuera el rubro Caja y tenemos que:

$$\text{Flujo de Caja} = \text{Utilidad Neta} + \text{Amortización} - \Delta \text{NCT} - \Delta \text{Bienes de uso}$$

Consideraciones prácticas

El Capital de Trabajo nunca debe aparecer en el Cash Flow; lo que aparece es el delta NCT, la variación período a período. Como es un tema financiero y no económico, y el impuesto a las ganancias se paga sobre la ganancia económica neta (utilidad neta), no modifica la base imponible. Por eso, en general una buena práctica es que aparezca luego del cálculo del impuesto en la planilla de cálculo, para evitar errores.

También se debe considerar que si el proyecto termina al cabo de X años, en ese último año remataremos los stocks de bienes de cambio, o simplemente dejaremos de comprar materias primas un tiempo antes y agotaremos todos los inventarios.

Ambas consideraciones llevan a que en el último año del proyecto, debe aparecer un ΔNCT tal, que haga que se llegue a un Capital de Trabajo nulo al final. Una regla práctica muy simple pero eficaz, es verificar siempre que la suma de la fila de ΔNCT a lo largo de todo el proyecto, debe dar = 0.

La amortización no debería aparecer ni sumando ni restando en el Cash Flow. Lo que sucede, es que suele escribirse

en una fila, para calcular la Utilidad Neta. En ese caso, recordar siempre que deberá anularse posteriormente, sumando dicho valor.

Ejemplo de Cash Flow:

| | Año 0 | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 | Año 5 |
|---------------------------------|----------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Inversión | -300.000 | 0.000 | | | | |
| Producción | 1.5 | 1. | 1. | 1. | 1. | |
| Precio de venta | 4 | 42 | 43 | 41 | 41 | |
| Ingresos por ventas | 600.000 | 4 0.000 | 430.000 | 410.000 | 410.000 | |
| Materias Primas | -11 .500 | -75.000 | -75.000 | -75.000 | -75.000 | |
| Energía | -37.500 | - 5.000 | - 5.000 | - 5.000 | - 5.000 | |
| Mano de O ra (cons.Fija) | -65.000 | -65.000 | -65.000 | -65.000 | -65.000 | |
| Mantenimiento | -15.000 | -15.000 | -15.000 | -15.000 | -15.000 | |
| Catalizador | -60.000 | -60.000 | -60.000 | -60.000 | -60.000 | |
| Gastos fijos | -36.000 | -36.000 | -36.000 | -36.000 | -36.000 | |
| Amortización | -3 . | -3 . | -3 . | -3 . | -3 . | |
| Ut I dad Bruta | 244.000 | 114.000 | 124.000 | 104.000 | 104.000 | |
| Impuesto a las ganancias | -85.400 | -39.900 | -43.400 | -36.400 | -36.400 | |
| Ut I dad Neta | 158.600 | 74.100 | 80.600 | 67.600 | 67.600 | |
| Delta capital de tra ajo | -80.000 | 80.000 | | | | |
| Flujo de Caja | -380.000 | 188.600 | 104.100 | 110.600 | 97.600 | 197.600 |

Notar que pusimos en el año 0 la inversión inicial, y que en la misma tabla incorporamos datos que no son parte del Flujo de Caja, sino que sirven de referencia para cálculos auxiliares (producción, precio de venta, amortización). Esta es una práctica común; es importante recalcar -en este ejemplo lo hicimos mediante una diferente tipografía-, que estos números son datos al margen:

| | Año 0 | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 | Año 5 |
|---------------------------------|----------|---------|---------|---------|---------|-------|
| Inversión | -300.000 | 0.000 | | | | |
| Producción | 1.5 | 1. | 1. | 1. | 1. | |
| Precio de venta | 4 | 42 | 43 | 41 | 41 | |
| Ingresos por ventas | 600.000 | 4 0.000 | 430.000 | 410.000 | 410.000 | |
| Materias Primas | -11 .500 | -75.000 | -75.000 | -75.000 | -75.000 | |
| Energía | -37.500 | - 5.000 | - 5.000 | - 5.000 | - 5.000 | |
| Mano de O ra (cons.Fija) | -65.000 | -65.000 | -65.000 | -65.000 | -65.000 | |
| Mantenimiento | -15.000 | -15.000 | -15.000 | -15.000 | -15.000 | |
| Catalizador | -60.000 | -60.000 | -60.000 | -60.000 | -60.000 | |

| | | | | | |
|--------------------------|----------|---------|---------|---------|---------|
| Gastos fijos | -36.000 | -36.000 | -36.000 | -36.000 | -36.000 |
| Amortización | -3 . | -3 . | -3 . | -3 . | -3 . |
| Utilidad Bruta | 244.000 | 114.000 | 124.000 | 104.000 | 104.000 |
| Impuesto a las ganancias | -85.400 | -39.900 | -43.400 | -36.400 | -36.400 |
| Utilidad Neta | 158.600 | 74.100 | 80.600 | 67.600 | 67.600 |
| Delta capital de trabajo | -80.000 | 80.000 | | | |
| – Flujo de Caja | -380.000 | 188.600 | 104.100 | 110.600 | 97.600 |

La NCT se genera (es mayor que cero) cuando no alcanzan los "recursos cíclicos" -es decir, la financiación "automática" dada por los Proveedores- para financiar la inversión en activos circulantes.

Se llama Fondo de Maniobra al exceso de capitales permanentes respecto a los bienes de uso; es la resta entre el Patrimonio Neto y el Activo Fijo. Si es positivo, disponemos de capital para financiar la necesidad de capital de trabajo. Esto es lo deseable, ya que la NCT es una necesidad "permanente" mientras se mantenga el ritmo de actividad de la empresa, y por lo tanto, lo ideal es que sea financiada con un capital permanente, y no con un préstamo de corto o mediano plazo.

Si la NCT es sólo transitoria, por un pico de actividad con una duración conocida, se puede acceder a una financiación a ese plazo. De hecho, existen diferentes alternativas como los "créditos puente", ideales para estos casos. No vamos a ahondar en temas de financiación en nuestro curso, pero es bueno que conozcan la existencia de alternativas de financiación, y sobre todo, que recuerden siempre la siguiente regla, tanto para las finanzas corporativas como para las personales:

Debe haber "calce" entre lo plazo de lo activo y de lo pasivo que lo financian; es decir, coincidencia entre los plazos de ejecución y de exigibilidad respectivamente.

Excelentes negocios pueden fracasar por un tema financiero, mientras que en lo económico son sanos.

Por ejemplo, si incorporamos una nueva línea de productos para lo cual necesitaremos capital de trabajo –por no alcanzar el fondo de maniobra-, y pedimos un crédito bancario de corto plazo, pueden no ser suficientes los resultados operativos como para devolver el capital e intereses, mientras que de haberlo pedido a cinco años tal vez era un negocio rentable.

Al haber un cambio en el Nivel de Actividad, varían tanto los resultados como la NCT. Como regla rápida se suele pensar que si aumenta el nivel de actividad por ejemplo un 20%, también aumentará la NCT un 20%, pero esto es una sobreestimación: debe realizarse los cálculos con precisión, ya que se puede conseguir diferente financiación por parte de los proveedores, ser distintos los ingresos por venta, mantener niveles de stock similares a los actuales y no aumentarlo proporcionalmente, etc. Y por otro lado, también se desvirtúa la proporción al haber algunas cosas fijas y otras variables. En todo caso, lo importante es tener cuidado con la NCT, ya que puede ser un factor crítico de éxito o fracaso de un proyecto.

Es tentadora la reducción de la NCT ya que genera más efectivo disponible como para poder realizar otras inversiones. Se puede lograr con aumento del plazo de pago, reducción del plazo de cobro y/o reducción de stocks.

Siempre que se pueda, es algo deseable de realizar para la empresa. Pero no deben descuidarse ciertos aspectos que podrían hacer peligrar el futuro de la compañía. Algunos ejemplos: stocks insuficientes para mantener un determinado nivel de servicio, quedar en desventaja respecto a la financiación otorgada por nuestros competidores a los clientes, "estrangular" demasiado a los proveedores y que estos terminen con problemas financieros que nos van a terminar afectando a nosotros (imaginar qué sucede si el proveedor forzosamente debe cortar su financiación a nuestra empresa, o si debe discontinuar el suministro de nuestras materias primas)

PRODUCCION II

2005

TEMA XI

PRODUCCION

OFF SHORE

Carrera de Ingeniería de Petróleos
Facultad de Ingeniería
U.N.C.

El propósito de esta sección es proveer una visión general que familiarice a las personas sin experiencia con los diseños típicos y los requerimientos para pozos de completación y de producción offshore así también describir las instalaciones alternativas que están disponibles corrientemente para ingenieros y operadores para reunir los objetivos de producción bajo diferentes condiciones.

PLATAFORMAS DE PRODUCCIÓN

Los sistemas de pozos y las facilities del proceso de gas y petróleo crudo instalados en plataformas cuentan con más del 99 % de capacidad de producción offshore corriente.

Un pequeño número de pozos son completados desde islas hechas por el hombre.

A partir de un diseño y standpoint de operación, estos pozos aislados se manejan de igual manera que los pozos que llegan a la plataforma.

COMPLETACIÓN DEL POZO

Excepto para unas pocas instalaciones innovadoras, los cabezales de pozo y los arbolitos de navidad en plataformas son básicamente iguales que para pozos en tierra.

Las válvulas de control, las válvulas de seguridad y los desagües de cañerías están configurados de la misma manera e incluso su uso es similar o tiene componentes similares. Alguna de las válvulas probablemente tendrá actuadores neumáticos o hidráulicos para facilitar el cierre rápido o remoto y en caso de emergencia.

También algunos árboles de navidad pueden tener un composite de válvulas en bloque en vez de válvulas individuales flanged juntas.

La mayor diferencia sin embargo entre la completación de pozos terrestres y en plataformas es el incentivo económico en plataformas para reducir el peso del equipo donde sea posible y minimizar los requerimientos de espacio.

Puesta en marcha simple, equipos más livianos y más pequeños, instalaciones más compactas resultan en plataformas menos caras.

Un ejemplo bueno es el uso de composite de válvulas en bloque para reducir el tamaño del árbol de navidad y el peso.

Otro ejemplo es el espaciamiento de los cabezales de pozo, debe ser tan pequeño como lo permitan las operaciones de perforación, con espacio suficiente para operaciones eficientes y de seguridad de las válvulas del árbol, válvulas de control y equipos de workover del pozo.

Esto significa distancias de 6 a 10 ft entre cabezales.

En aquellos lugares donde hay un solo equipo de perforación en la plataforma, en una sola bahía pueden localizar todos los cabezales de pozo. Las plataformas más grandes que se diseñan para acomodar dos equipos de perforación, pueden tener dos bahías (una para cada equipo), con dos o más filas de pozos en cada bahía.

EQUIPAMIENTO DEL PROCESO

La función primaria sea en una plataforma o en tierra es estabilizar los fluidos producidos y prepararlos para su almacenamiento o movimiento. La producción del pozo es separado en sus componentes, gas, petróleo y a agua (y a veces condensado). Los fluidos separados son medidos y entonces se ventea, se almacena o se vuelve a inyectar al reservorio.

Las diferencias entre los equipos del proceso (separadores de gas-petróleo, FWKO, bombas compresores, etc.); instalados en una plataforma y aquellos instalados e tierra son menores.

Donde sea posible se usan maquinarias y recipientes que son compactas y de bajo peso, por ejemplo motores eléctricos en vez de motores a gas para bombas y compresores.

El espacio vertical entre puentes puede imponer limitaciones y dictaminar por ejemplo el uso de separadores horizontales en lugar de verticales.

Sin embargo hay una mayor diferencia en el modo de empaquetar el equipo.

Si se instala offshore después de la localización de la cubierta de la plataforma y los puentes, el equipo de proceso generalmente se construye en módulos en un lugar en tierra, entonces el módulo es embarcado mar adentro, levantado en la plataforma y allí montado.

Esto reduce significativamente el costo de la instalación offshore y el tiempo del plan de montaje. En cualquier etapa el equipo y su cañería, alambres y controles se instalan tan compacto como sea posible.

Los costos extras de fabricación y de ingeniería necesarios para reducir el área del puente al mínimo se compensan ahorrando costos en la estructura de la plataforma.

SERVICIOS DE POZO Y WORKOVER

Una plataforma relativamente pequeña con no más de 5 - 10 pozos, en algunas áreas es práctica común perforar todos los pozos antes que cualquiera de ellos sean puesto en producción.

El equipo de perforación se retira después que el último pozo ha sido perforado y los futuros trabajos de workover o mejoramiento se hacen con un equipo de workover portátil o unidad de pulling.

Los trabajos de fondo de pozo como reemplazo de válvulas de seguridad, válvulas de gas lift, normalmente se completa con una unidad de wireline.

En plataformas más grandes con más pozos, las operaciones de perforación y producción son llevadas a cabo en simultaneo, en este caso, los trabajos de terminación son hechos con el equipo de perforación, si este aún esta en la plataforma.

Dependiendo de la ingeniería, de la terminación y de las consideraciones económicas, la reparación con wireline pueden hacerse sin interferencia con las operaciones de perforación a menos que los pozos involucrados estén justamente cerrados por cuestiones de seguridad.

Incluso en las plataformas más grandes, los equipos de perforación normalmente se sacan después que todos los pozos ya hayan sido perforados.

Dependiendo del número de pozos y de la cantidad de trabajos de fondo de pozo, pueden instalarse en la plataforma en forma permanente un equipo portátil.

La base para la selección de un equipo portátil debe surgir de la comparación económica entre el uso de un equipo portátil y el uso de un equipo instalado permanentemente.

ALMACENAJE DE PETRÓLEO CRUDO

En la gran mayoría de los casos, la producción de petróleo crudo es llevado desde la plataforma por cañería submarina. Debido a que la áreas de mayor producción offshore involucran múltiples plataformas y más de una compañía operadora

En las instalaciones más simples, donde una cañería transporta solo un tipo de petróleo crudo desde una plataforma simple debe involucrarse un diseño óptimo de colector y de instalación.

Muchos factores deben evaluarse, tales como:

- ✓ temperatura del agua de mar,
 - ✓ perfil del seafloor,
 - ✓ características geológicas,
 - ✓ corrientes de agua, entre la superficie y el seafloor,
 - ✓ los riesgos por equipamiento de pesca comercial y las anclas de los barcos
- posible necesidad de un revestimiento pesado, tal como concreto, para asegurar
- el empuje hacia arriba
 - protección catódica
 - revestimiento para prevención de corrosión
- ✓ profundidad del agua
 - ✓ tipo de cruce de la bahía que proteja mejor la cañería y sea aceptable desde el punto de vista del medio ambiente.
 - ✓ Longitud total de la cañería
 - ✓ Caudales de bombeo
 - ✓ Presión de bombeo
 - ✓ Necesidad de inspección
 - ✓ Cierre por seguridad
 - ✓ Minimización de la polución
 - ✓ Propiedades del petróleo crudo
 - ✓ Reología

Cuando el petróleo crudo es movido desde más de una plataforma, se requiere un estudio más detallado de los caudales y de las presiones, y si a través de la

misma cañería se bombea crudo de distintos reservorios, se necesitará un estudio más detallado de las propiedades y de la reología.

Dependiendo del diámetro de la cañería, la longitud, necesidad de revestirla, de la protección catódica, profundidad del agua y varias consideraciones de construcción, la cañería offshore puede ser el elemento más caro de una instalación offshore, a veces excediendo el costo de una o más plataformas.

Sin embargo en la gran mayoría de los casos, la cañería es aún el modo más seguro y más económico de transportar la producción de petróleo crudo a un sitio terrestre.

Ocasionalmente un campo de petróleo offshore es bastante remota, el caudal de producción es baja o el yacimiento tiene una vida demasiado corta que justifique económicamente la cañería.

La alternativa es hacer el movimiento de fluido por tanques. Esto usualmente requiere algún tipo de sistema carga instalado 1 o 2 millas de la plataforma, tales como una baya anclada o articulada a la torre de carga.

Los dos inconvenientes más importantes de una operación de carga en barco son la necesidad de almacenar el petróleo separado y las inclemencias del tiempo.

La carga en barco es más apropiado en áreas de tiempo bueno.

Los requerimientos de almacenaje de petróleo dependerá del caudal de producción total del yacimiento y de las características del reservorio (los pozos pueden cerrarse en períodos cortos sin pérdida de producción) Esto ha conducido al desarrollo de buques tanque de almacenaje amarrado permanentemente.

ALMACENAJE DE GAS

La disposición del gas dependerá de la combinación de factores económicos y de reservorio. Si la producción del pozo es principalmente petróleo, el gas puede manejarse como un subproducto y se dispondrá del modo más económico, una alternativa es volver a inyectarlo a la formación, ya que ayuda a mantener la P^o del reservorio y conservar el gas para futuras ventas posibles.

En algunas áreas, el venteo de gas es aún aceptable, pero en algunos países está prohibido excepto para períodos cortos de ensayo y para almacenajes de pequeñas cantidades de gas residual.

DISPOSICIÓN DEL AGUA

El agua producida normalmente es tratada de un modo tal de poder descargarlo al mar de acuerdo a las regulaciones gubernamentales o volver a inyectarla. En algunos casos puede usarse una combinación de métodos químicos y mecánicos para acondicionar el agua producida antes de su almacenaje.

Para remover el petróleo u otros contaminantes del agua se usa la filtración y el almacenaje. Es común el tratamiento químico para controlar la corrosión y las bacterias en pozos de inyección.

COMPLETACIÓN SUBMARINA

Su uso primario ha sido la producción del pozo a través de satélites simple hacia una plataforma cercana, que es un medio de producción extremo que no puede extenderse a perforaciones direccionales, y donde lo económico no justifique la instalación de una o más plataformas adicionales. Se han instalado algunos templates multipozos y manifolds de cañería que van más allá del concepto de satélite de pozo.

El principal beneficio de una completación submarina es que ahora la industria del petróleo y los gobiernos políticos lo reconocen y aceptan como una técnica viable de producción offshore ya sea para pozos de petróleo como de gas.

Esto significa que las instalaciones futuras pueden evaluarse sobre la base de la experiencia actual del yacimiento y las consideraciones económicas realistas.

La completación submarina aumentará en popularidad en los años venideros, especialmente si se logran descubrimientos significantes en agua profunda, donde las plataformas convencionales no son prácticas bien son muy caras.

HÚMEDO O SECO

Las instalaciones seafllor se hacen o bien con el equipo protegido con una cámara a presión de una atmósfera, seca o con el equipo expuesto al agua.. Las cámaras secas son suficientemente grandes para que el trabajador instale y repare las válvulas y los sistemas de control desde allí, el acceso es por medio de una campana de buzo bajada desde un barco de trabajo.

Estas instalaciones han tenido éxito en profundidades de agua mayores de 500 ft.

La mayoría de las completaciones submarinas son del tipo húmedo y requiere cantidades variables de intervenciones de buzo durante la instalación y remoción del equipo del seafllor piso marino.

Las completaciones de pozo húmedo se hicieron en profundidades de agua mayores de 1300 ft y se ha construido un sistema de satélite en 2500 ft de profundidad de agua.

Este último se ha diseñado para usarlo trabado , mediante operación remota con manipuladores en lugar de buzos.

POZOS CON SÁTÉLITE SIMPLE

Funcionalmente las operaciones de pozo en el piso marino son similares a los pozos en plataforma o en tierra.

Las completaciones en aguas poco profundas donde se usan los buzos ampliamente, para instalar el equipo pueden verse incluso como pozos terrestres.

En aguas más profundas sin embargo donde el diving requiere sistemas de saturación caros para los buzos , se localiza mayor confianza en los equipos que pueden instalarse y sacarse con herramientas especiales que son corridas y operadas desde un equipo de perforación flotante.

Se usan conectores de cabeza actuados hidráulicamente en lugar de conectores empalmados.

Se usan soporte de tubing que pueden observarse en el lugar y ser ensayadas remotamente.

Se requiere sistemas de equipos precisos que pueden conectarse y desconectarse remotamente y permiten personal en el equipo de perforación

para ensayar y poner en funcionamiento todos los equipos de cabeza de pozo, para este trabajo se usan conectores hidráulicos. El resultado es un árbol de navidad que puede tener entre 20 y 40 ft de alto, cuando se combinan con sus bases de perforación y que puede costar varias veces más que el árbol de navidad terrestre.

Un requerimiento muy importante para equipos de completación de pozos submarinos es que sea totalmente compatible con el equipo de perforación que se usa en la perforación del pozo.

Esto requiere preingeniería y anteproyectos entre personas responsables para la perforación, completación y operaciones de producción.

MANIFOLDS

Una técnica que combina algunas de las ventajas de pozos con satélite simple y el ahorro de cañerías para templates multipozo, es capaz de producir pozos con satélites moderadamente espaciados hacia una instalación de manifold seafloor central.

El manifold incluiría válvulas y controles para combinar o ensayar cada pozo selectivamente y reduciría el costo del sistema de control y de la cañería. Tanto los manifolds húmedos y secos se han instalados exitosamente.

LÍNEAS DE FLUJO Y LÍNEAS DE CONTROL

Los pozos con satélites submarinos pueden instalarse con una o dos líneas de flujo, dependiendo de las condiciones de pozo y los requerimientos de operación.

Las líneas de flujo de producción tienen usualmente entre 2 y 6 pulgadas de diámetro, primeramente el tamaño es dictaminado por el caudal de flujo, la longitud de la línea y la presión de cabeza de pozo.

Normalmente se instala una segunda línea de flujo para comunicar con el anular del tubing y casing. Esta línea es efectiva para monitorear la presión anular y si fuera necesario hacer circular fluido de neutralización.

Puede montarse pig de bombeo, raspadores de parafina o herramientas a través de la línea de flujo.

También puede usarse como línea de producción secundaria.

En algunos casos puede tomarse la decisión de enterrar las líneas de flujo debajo del seafloor, debido las regulaciones locales o riesgos obvios, sin embargo generalmente deben evaluarse cuidadosamente los pro y los contra para enterrar la cañería así como los costos económicos antes de tomar una decisión, si la respuesta no es clara, probablemente sea mejor no enterrar las cañerías.

Las líneas no enterradas presentan menores costos para instalarlos, y repararlas, y los daños o grietas que puedan presentar también son más fáciles de inspeccionar.

Las cañerías de acero soldadas se usan para la mayoría de las líneas de flujo; pueden protegerse contra la corrosión externa, por medio de ánodos, revestimiento anticorrosivo o una combinación de ambos.

Los métodos de protección catódica deben ser compatibles con los diseños de prevención de corrosión para el equipo, en ambos terminales de la línea de flujo, así como de las otras cañerías que lo atraviesan o se encuentran cerca de ella

En los últimos años las cañerías flexibles se hacen de laminaciones de alambres de acero u otros materiales populares.

Aunque el costo para cañería de flexible normalmente es muy alta comparada con la cañería convencional, esto puede ser mayor que la compensación por el ahorro en el costo de instalación.

Los barcos de trabajo o los equipos con fines especiales con carreteles de gran diámetro pueden extender grandes longitudes de cañería flexible en cortos períodos de tiempo.

PRODUCCION II

2005

TEMA XII

SEGURIDAD

EN LAS OPERACIONES

DE PRODUCCION

Carrera de Ingeniería de Petróleos
Facultad de Ingeniería
U.N.C.

Seguridad e Higiene Laboral

"El ser humano está en contacto con la Naturaleza, forma parte de ella, siendo está el " Medio Ambiente Natural " que lo rodea.

Para vivir y mantener la salud, el individuo tiene que satisfacer unas necesidades, y esta satisfacción la consigue apropiándose de esta Naturaleza es lo que conocemos vulgarmente como el Trabajo."

Los principios: Cómo y cuándo comenzaron las leyes laborales...

Hacia fines del siglo XIX aparecen en el mundo las primeras leyes de accidentes de trabajo. Así en 1881 en Suiza se adoptó primero la doctrina de la responsabilidad contractual y posteriormente la del riesgo profesional, y mientras Alemania optaba por lo seguros, en Inglaterra, Francia y España se sancionan leyes de accidentes en los años 1879, 1898 y en el 1900 respectivamente.

En nuestro país la primera ley de accidentes del trabajo fue la 9.688, promulgada con fecha 11 de octubre de 1915 y fue una respuesta válida y concreta a la situación laboral de la época y marcó el inicio de una nueva legislación.

La cuestión de los accidentes y las enfermedades del trabajo es un tema de importancia mundial y fue objeto de múltiples convenios y recomendaciones de la O.I.T. (Organización Internacional del Trabajo). Las horas de trabajo perdidas, las lesiones mortales, las incapacidades permanentes deben ser prevenidas, ya que la faz reparadora es siempre tardía, lo que interesa es la vida e integridad de quienes trabajan.

La citada Ley 9.688 fue objeto de varias reformas y tuvo como sustento principal la admisión irrestricta de la teoría de la "indiferencia de la concausa" y la reparación del accidente "in itinere". Esto es que el empleador era responsable no sólo por los accidentes y las enfermedades derivadas y ocurridas en ocasión del trabajo, sino que también debía reparar en su totalidad las enfermedades que, sin ser originadas por la propia actividad laboral, como consecuencia de esas tareas las patologías preexistentes del trabajador se revelaban y agravaban. Como accidente "in itinere" se entendía la reparación por los infortunios sufridos por los trabajadores en el trayecto comprendido desde su domicilio a su lugar de trabajo y viceversa.

En el año 1991 se deroga la Ley 9.688 y se promulga la ley de accidentes de trabajo que lleva el número 24.028. Como características principales de la ley podemos mencionar el incremento de la objetividad de la culpa, estableciendo la presunción de responsabilidad del empleador por todo accidente ocurrido en el ámbito laboral, pero al contrario de lo dispuesto por la norma anterior, en las enfermedades no existían presunciones de ninguna índole y para los casos de concurrencia de factores causales atribuidos al propio trabajador y también al trabajo, el empleador solo era responsable y debía indemnizar por la parte proporcional de la enfermedad derivada del trabajo.

¿Cuál es la ley actual?

Ley de Higiene y Seguridad en el Trabajo 19.587 con su decreto reglamentario 351/79 y la Ley 24.557 "Ley de Riesgos de Trabajo" que modificó sustancialmente las estructuras y disposiciones que venía utilizando el régimen tradicional regulatorio de los accidentes y enfermedades profesionales.

Según un informe de la Superintendencia de Riesgos de Trabajo, el ente oficial que regula la operatoria de las ART, en Argentina sólo el 3% de las empresas cumple con todas las especificaciones en materia de prevención y seguridad ocupacional.

No obstante, la Higiene y Seguridad en el trabajo debería ser uno de los puntos clave de cualquier organización. Es parte de su responsabilidad social cuidar a sus empleados, protegiéndolos de accidentes y asegurándoles un ambiente saludable. Dentro de las necesidades que el empleador debe satisfacer durante la vida laboral de un trabajador, se encuentran las necesidades de seguridad física y emocional. La ley exige a los empleadores que proporcionen condiciones de trabajo que no perjudiquen ni física, ni moralmente a sus empleados.

Seguridad e Higiene Laboral

¿Qué es prácticamente la seguridad e higiene laboral y cual es su objetivo?

....Observar y tomar medidas seguras y saludables, aprender a reconocer y a identificar los riesgos para trabajar en forma segura y preventiva, informarse sobre las normas aplicables para cumplirlas y exigir que se cumplan a fin de cuidar a la persona en su integridad psicofísica, el medio ambiente e instalaciones del medio....

Es importante tener en claro el concepto de las siguientes dos palabras y que implica cada una de ellas

| HIGIENE | SEGURIDAD |
|--|--|
| <p>Conjunto de normas y procedimientos tendientes a la protección de la integridad física y mental del trabajador, preservándolo de los riesgos de salud inherentes a las tareas del cargo y al ambiente físico donde se ejecutan.</p> <p>Está relacionada con el diagnóstico y la prevención de enfermedades ocupacionales a partir del estudio y control de dos variables: el hombre – y su ambiente de trabajo, es decir que posee un carácter eminentemente <i>preventivo</i>, ya que se dirige a la salud y a la comodidad del empleado, evitando que éste enferme o se ausente de manera provisional o definitiva del trabajo.</p> <p>Conforma un conjunto de conocimientos y técnicas dedicados a reconocer, evaluar y controlar aquellos factores del ambiente, psicológicos o tensionales,</p> <p>que provienen, del trabajo y pueden causar enfermedades o deteriorar la salud.</p> <p>Objetivos: Eliminar las causas de las enfermedades profesionales Reducir los efectos perjudiciales provocados por el trabajo en personas enfermas o portadoras de defectos físicos</p> <p>Prevenir el empeoramiento de enfermedades</p> | <p>Conjunto de medidas técnicas, educacionales, médicas y psicológicas empleados para prevenir accidentes, tendientes a eliminar las condiciones inseguras del ambiente y a instruir o convencer a las personas acerca de la necesidad de implementación de prácticas preventivas.</p> <p>Según el esquema de organización de la empresa, los servicios de seguridad tienen el objetivo de establecer normas y procedimientos, poniendo en práctica los recursos posibles para conseguir la prevención de accidentes y controlando los resultados obtenidos.</p> <p>El programa debe ser establecido mediante la aplicación de medidas de seguridad adecuadas, llevadas a cabo por medio del trabajo en equipo.</p> <p>La seguridad es responsabilidad de Línea y una función de staff. Cada supervisor es responsable de los asuntos de seguridad de su área, aunque exista en la organización un organismo de seguridad para asesorar a todas las áreas.</p> <p>La seguridad del trabajo contempla un áreas principal:</p> <p style="text-align: center;">Prevención de accidentes</p> |

| | |
|---|--|
| <p>y lesiones</p> <p>Mantener la salud de los trabajadores</p> <p>Aumentar la productividad por medio del control del ambiente de trabajo.</p> <p>¿ Cómo podemos lograr estos objetivos?</p> <p>Educación de todos los miembros de la empresa, indicando los peligros existentes y enseñando cómo evitarlos.</p> <p>Manteniendo constante estado de alerta ante los riesgos existentes en la fábrica.</p> <p>Por os estudios y observaciones de nuevos procesos o materiales que puedan utilizarse.</p> | |
|---|--|

Prevención de Accidentes:

Para hablar de *PREVENCIÓN DE ACCIDENTES* es importante conocer las siguientes definiciones:

Peligro: *(Es visible físicamente)*
Fuente o situación con capacidad de daño

Riesgo: *(No es Tangible)*
Es la combinación de la probabilidad y consecuencias de la ocurrencia de un evento peligroso determinado.
Posibilidad de que un trabajador sufra un determinado daño derivado del trabajo

Accidente: *(Definición Legal)*
Todo daño o lesión corporal que el trabajador sufre con ocasión o por consecuencia del trabajo que ejecute por cuenta ajena.
Se caracteriza porque se presenta de forma inesperada y causa una lesión de tipo traumático y de carácter instantáneo

Accidente: *(Definición Técnica)*
Toda alteración del normal desarrollo del proceso productivo o que rompe la continuidad de un trabajo, no querida ni deseada y capaz de producir lesiones a los trabajadores o daños a las cosas

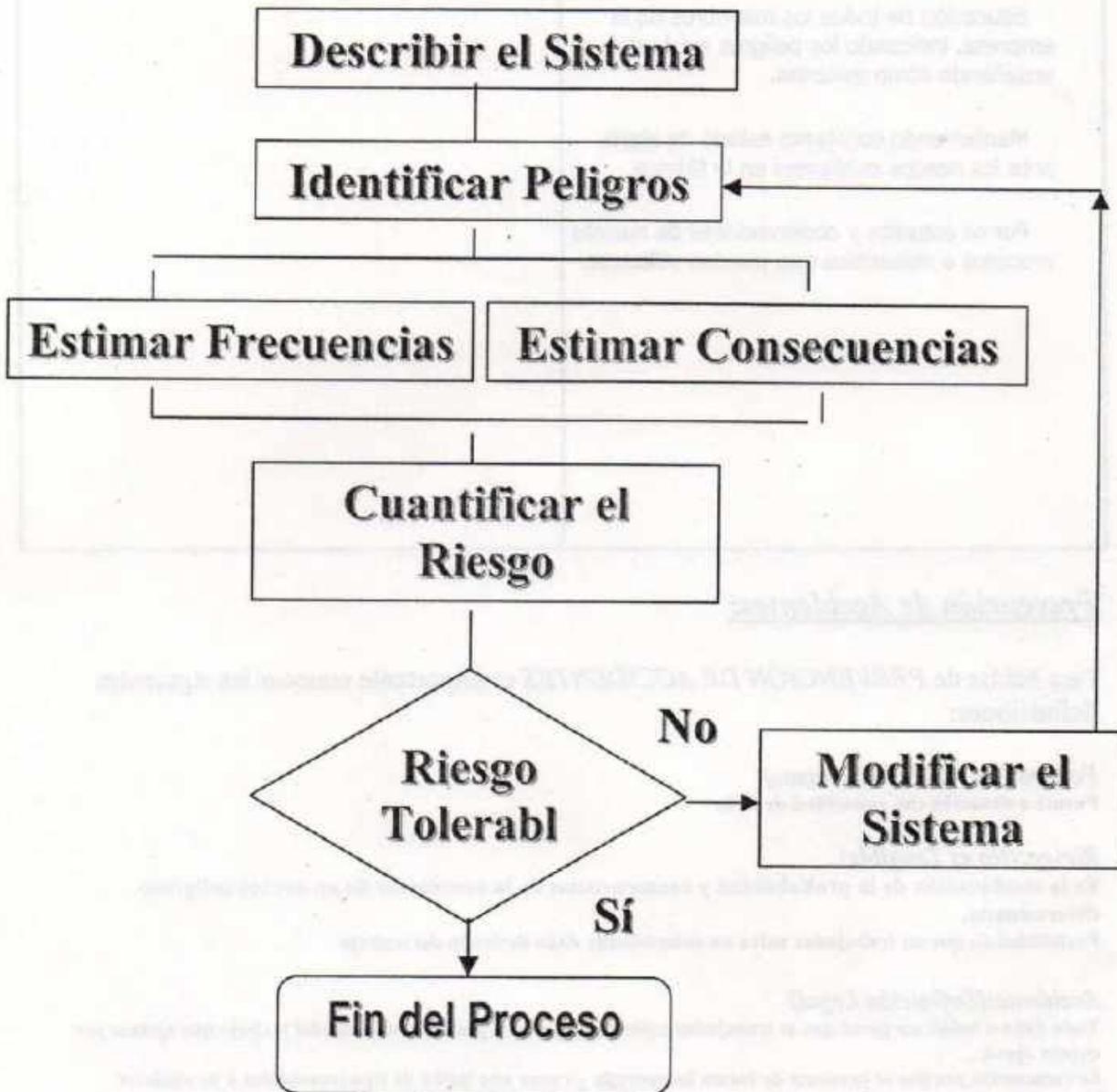
Incidente:

Acontecimiento que pudiera haber causado un accidente y no fue tal

Desvío: (Comportamental - Propio de la persona)

No cumplimiento a las Normas de seguridad establecidas, donde no se a originado un incidente o accidente

Análisis de Riesgos Para prevenir Accidentes



El esquema muestra los pasos a seguir previo a ejecutar un trabajo o tarea, donde valorizamos el riesgo al que nos exponemos. Si el riesgo es intolerable el trabajo no tendrá comienzo al menos que el sistema sea modificado .

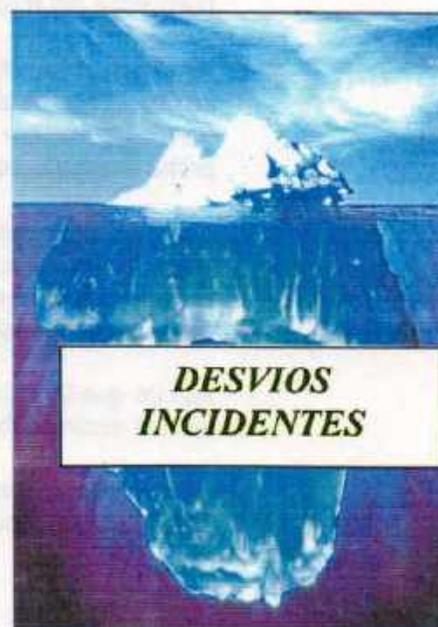
Planilla de Valorización del Riesgo

| VALORIZACIÓN DEL RIESGO | ACCIÓN A TOMAR |
|-------------------------|---|
| 1 | No se requiere acción ni es necesario conservar registros |
| 2 | No se requiere controles adicionales. Se debe dar consideración o soluciones más efectivas en costo o soluciones que no aumenten más los costos. Requiere seguimiento para ver si se mantienen los controles. |
| 3 | Se debe realizar esfuerzos para reducir el riesgo, pero los costos de prevención deben ser medidos y limitados, Las medidas de prevención deben ser implementadas en períodos definidos de tiempo. Cuando el riesgo moderado es asociado a daños extremos. se debe realizar una evaluación |
| 4 | El trabajo no debe ser reanudado hasta que el riesgo haya sido reducido. Se deberá emplear recursos considerables para reducir el riesgo. Si el riesgo implica trabajos en marcha se debe tomar acciones urgentemente. |
| 5 | El trabajo no debe ser comenzado o continuado hasta que el riesgo haya sido reducido. Si no es posible reducir el riesgo aún con recursos limitados, el trabajo debe permanecer prohibido. |

Investigación de Accidente, Incidentes y Desvíos:

La investigación de accidentes, incidentes y desvíos es muy importante, dado que este trabajo bien realizado nos sirve para:

- Aprender de lo que sucedió
- Determinar los riesgos
- Prevenir futuros accidentes e incidentes
- Solucionar problemas antes que resulten en pérdidas
- Determinar las causas reales de las pérdidas
- Definir tendencias
- Demostrar preocupación



Concientizar en Seguridad:

Esta herramienta es muy útil y eficaz para prevenir accidentes, enfermedades profesionales, incidentes y desvíos dado que la persona que tiene conciencia de seguridad incorpora la misma como un VALOR, permanentemente tendrá una postura preventiva en sus tareas, analizando los riesgos a que se expone y de esta manera evitar daños a si misma, al medio ambiente e instalaciones.

¿CÓMO PODEMOS CONCIENTIZAR?

Entonces, como la idea principal es la de "prevenir", para esto creemos necesario, como ya lo aclaramos con anterioridad, crear una conciencia en los miembros de la empresa, de prevención de actos inseguros, reducción de condiciones inseguras y de protección de las instalaciones. Como pilar principal, es importante que directores, supervisores y empleados, estén consientes de la importancia de la seguridad, logrando con esto que los empleados se encuentren altamente motivados.

Algunas organizaciones tienen programas de concientización sobre seguridad. Han notado la necesidad de crearlos, con el objeto de disminuir, el número de accidentes y enfermedades, que tantas pérdidas traen para la empresa. Éstos **programas**, implican el uso de varios medios de comunicación. Resulta útil contar con:

Conferencias acerca de la seguridad

Películas de producción comercial

Panfletos para enseñar y motivar a los empleados a que sigan los procedimientos de seguridad en el trabajo.

Colocación de carteles, letreros y lemas, alusivos a la seguridad, en los cuales se haga notar qué ocurriría si no respetamos las normas establecidas. Éstos son muy efectivos ya que se los puede colocar en lugares estratégicos donde los empleados de seguro los verán.

Coordinar los esfuerzos de seguridad por un "director o supervisor de seguridad", o creando " Comisiones de Higiene y Seguridad", cuya función principal es ganarse el interés y cooperación de todo el personal. Además tendrán como tarea, comprobar que la maquinaria, el equipo y las instalaciones de la empresa, así como el equipo de protección personal de los trabajadores, se encuentre en buen estado, para asegurar la realización del trabajo dentro de las condiciones máximas de seguridad.

Concursos, competencias, entre departamentos o plantas, los cuales fomenten el espíritu de competencia relativos a alguna tarea, y el que tenga mejor registro de seguridad recibe algún tipo de recompensa, trofeos o bonificaciones. Esto dará como resultado un menor número de horas -hombre perdidas por accidentes, una menor cantidad de materia prima desperdiciada a causa de un accidente, entre otros.

Capacitación Sistemática, con el objeto de asegurar los conocimientos básicos de seguridad requeridos para trabajar en las áreas de producción. La capacitación se hará, en aula: en su actividad, en el riesgo de la misma, en protección y uso de herramientas, prendas, y en primeros auxilios. Y capacitación en campo: realizando dos simulacros generales por año.

Inducir a contar con la participación de todos los trabajadores, por cuanto que la responsabilidad corresponde a todos. Si un trabajador participa en la seguridad, será el mismo el beneficiado.

Información sobre casos reales ocurridos dentro de la empresa o, en su defecto, dentro de otras empresas, para hacer conciencia de que por más simple que un detalle parezca, puede ocasionar una tragedia.

Realizar auditorías, en los distintos ámbitos laborales, con el fin de constatar y corregir prácticas de trabajo inseguras, tendientes a lograr el objetivo de cero accidente.
Evaluar al personal en función de su desempeño en materia de seguridad, con el objeto de lograr la Mejora Continua y evidenciar sus puntos débiles.

Programas de entrenamiento de Seguridad / Capacitación en Seguridad

Los programas de entrenamiento en Seguridad que se pueden encontrar en muchas organizaciones, incluyen procedimientos de primeros auxilios, manejo en forma defensiva, técnicas de prevención de accidentes, manejo de equipo peligroso y de procedimientos de emergencia. En éstos programas, se hace hincapié en el uso de equipo de primeros auxilios y de equipo personal de seguridad. Los tipos más comunes de equipo personal de seguridad son los lentes y gafas protectoras, protectores para la cara, calzado de seguridad, cascos, protectores para el pelo y cinturones de seguridad. También existe una variedad de aparatos eléctricos que se usan en muchos trabajos para proteger el oído y los pulmones. Más aún, muchas organizaciones proporcionan entrenamiento en seguridad fuera del trabajo: en casa, en ruta, etc., así como primeros auxilios. Las lesiones y accidentes fuera del trabajo ocurren con mucha mayor frecuencia que las que ocurren en el trabajo y se reflejan en los costos para las empresas en pólizas de seguros, continuación de salarios e interrupción de la producción.

*"El construir una cultura de prevención no es fácil.
Si bien los costos de
la prevención deben pagarse en el presente, sus beneficios se hallan en el
futuro distante.
Además los beneficios no son tangibles; son los desastres que no ocurrieron."*

La Representación grafica de la pirámide que se muestra a continuación nos permite ver que si trabajamos en eliminar los incidentes, y desvíos (La base) tendemos a que la punta de esta pirámide sea eliminada (Accidente Graves)



1. Revisión inicial

Este proceso comienza con la revisión inicial, respondiendo a la pregunta: ¿Dónde estamos ahora?, de modo de proveer la información que se utilizará para la planificación.

2. Política

La definición de una política de seguridad y salud ocupacional en la empresa, permite establecer un sentido general de orientación y los principios de acciones a tomar respecto de este tema. Y demuestra además, el compromiso de la dirección con el mejoramiento continuo de la seguridad y salud ocupacional.

3. Planificación

Una vez definida la política, se determinan íntegramente los riesgos de la empresa, utilizando procedimientos documentados de identificación de peligros y evaluación de riesgos. Además se establecen procedimientos para la actualización y satisfacción de los requisitos legales. De este modo, se obtienen los datos necesarios para determinar prioridades y así poder planificar, las acciones de control más convenientes, estableciendo claros criterios de desempeño, para así poder evaluar el grado de eficacia de cada plan.

4. Implementación y operación

Para la implementación y operación del sistema, las responsabilidades se definen, documentan y comunican claramente, de manera de llevar a cabo con éxito, las actividades de: Capacitación toma de Conciencia y Competencia; Comunicaciones; Documentación del sistema de gestión de SySO; Control de la Documentación; Control Operativo y Preparación y Respuesta ante Emergencias, que se han planificado.

5. Chequeo y acciones correctivas

Mediante la verificación y acciones correctivas se logra:

- a) Determinar si los planes de SySO se han implementado y en qué medida se cumplieron los objetivos;
- b) Verificar la implementación y efectividad de los controles de riesgos;
- c) Verificar el cumplimiento de los requisitos legales;
- d) Aprender de las no-conformidades;
- e) Requerir la implementación de nuevos planes y controles de riesgo;
- f) Suministrar información para la revisión por la dirección y la mejora continua;
- g) Aplicar acciones correctivas y preventivas para mitigar los efectos y las consecuencias de las no conformidades, identificando sus causas fundamentales.

6. Revisión por la dirección

El ciclo se cierra con la revisión por la dirección que se realiza sobre la totalidad del sistema, con la finalidad de evaluar la capacidad del mismo para lograr los objetivos de SySO, atento a la política de la empresa en esta materia. De esta revisión surgen las disposiciones para remediar cualquier deficiencia y los nuevos objetivos para la mejora continua en materia de SySO.

*(Ref: Sy SO-Sistema de Seguridad Ocupacional)

Información adicional de Seguridad Laboral

Elemento de Protección Personal-EPP

Es un dispositivo de uso individual, destinado a proteger la salud e integridad física del trabajador.

La función del equipo de protección personal no es reducir el "riesgo o peligro", sino adecuar al individuo al medio y al grado de exposición.

Las condiciones en que un equipo de protección deba ser utilizado, en particular, en lo que se refiere al tiempo durante el cual haya de llevarse, se determinarán en función de:
La gravedad del riesgo.

Partes del cuerpo

- Cráneo
- Oído
- Ojos
- Vías respiratorias
- Cara
- Cabeza entera



Colores y Señales de Seguridad

¿QUÉ ES LA SEÑALIZACIÓN? :

Es un conjunto de estímulos que condicionan la actuación de la persona que los recibe frente a circunstancias que se pretenden resaltar

Señalización de seguridad: Es un sistema que proporciona información de seguridad e higiene que consta de una combinación de figuras geométricas y colores a las que se les añade un símbolo o pictograma con un significado determinado.

Principios básicos de la señalización:

Atraer la atención de quien la recibe
Dar a conocer el mensaje con suficiente anticipación
Ser suficientemente clara y de interpretación única
Posibilidad real en la práctica de cumplir lo indicado



**LA
ALTA VISIBILIDAD**

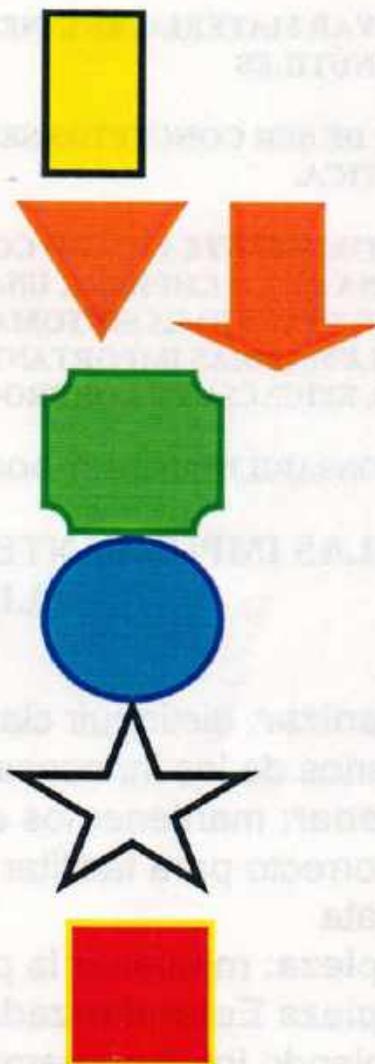
**NARANJA
ALERTA**

**VERDE
SEGURIDAD**

**CELESTE
PRECAUCION**

**BLANCO
TRAFICO**

**ROJO PREVENCIÓN
DE INCENDIO**



Orden y Limpieza:

•EL ASPECTO DE LAS INSTALACIONES DAN IDEA DE LA GESTIÓN DE UNA EMPRESA.

•ES UN PUNTO PARA LAS EMPRESAS QUE INICIEN UN PROCESO DE MEJORA, DESEEN AVANZAR EN UNA GESTIÓN DE CALIDAD TOTAL

•CONSERVAR MATERIALES INNECESARIOS OCUPA ESPACIO Y GENERA COSTES INÚTILES

•A PESAR DE SER CONCEPTOS SENCILLOS RESULTA DIFÍCIL SU PUESTA EN PRÁCTICA.

•ESTÁ INTIMAMENTE LIGADO CON LOS PILARES DE LA GESTIÓN Y LA DISCIPLINA DE LA EMPRESA. UNA DEFICIENTE ORGANIZACIÓN DEL LUGAR DE TRABAJO ES SÍNTOMA DE HÁBITOS RELAJADOS Y ANTESALA DE PROBLEMAS MÁS IMPORTANTES, MOTIVACIÓN, CONTROL DE CALIDAD, EFICACIA EN LOS PROCESOS...

•ES RESPONSABILIDAD DE TODOS

5 REGLAS IMPORTANTES PARA MANTENER ORDEN Y LIMPIEZA

1. **Organizar:** distinguir claramente los elementos necesarios de los innecesarios y eliminar estos últimos.
2. **Ordenar:** mantener los elementos necesarios en el lugar correcto para facilitar una ubicación fácil e inmediata
3. **Limpieza:** mantener la planta limpia y ordenada
4. **Limpieza Estandarizada:** es la condición que se logra manteniendo los 3 primeros pilares
5. **Disciplina:** convertir en hábito el mantenimiento de los procedimientos establecidos.



SEGURIDAD

ES

UN

VALOR

**EL 95% DE LOS ACCIDENTES SON
EVITABLES, DEBEMOS PREVENIRLOS
MEDIANTE UNA ACTITUD Y OBSERVACION
SEGURA DE LAS TAREAS QUE
DESARROLLAMOS.**

