



CONVENIO SENA-ECOPETROL

FACILIDADES de SUPERFICIE

RECOLECCIÓN y TRATAMIENTO

ERVIN ARANDA ARANDA

BARRANCABERMEJA
Mayo del 2010



CURSO DE FACILIDADES DE SUPERFICIE
CONVENIO SENA– ECOPETROL SA.



INTRODUCCION

La producción es una de las fases mas importantes de la industria petrolera por el tiempo que dura la misma y de ella depende el desarrollo y sostenibilidad de la empresa. El papel del técnico de producción tiene en esta área la mayor cantidad de oportunidades de desempeño, debido a que es la persona directa que instala, opera, mantiene y repara las instalaciones de superficie, más conocidas como "Facilidades de Superficie".

En los diferentes puntos de una batería se encuentran ubicados equipos e instrumentos, los cuales manejan, controlan y tratan el crudo, agua y gas provenientes del yacimiento, para lo cual se debe de contar con la calificación de los operadores de producción, encargados de la operación.

Este trabajo presenta la información necesaria para que el operador del campo pueda laborar en una estación de producción y así poder brindar una información útil para el correcto desempeño en una batería de producción.

Los aspectos que cubre el actual curso, son orientados para el personal que labora o pueda laborar en unas facilidades de superficie, para reforzar conocimientos y afianzarlos en cuanto a recolección y tratamiento se refiere.



ALCANCE DEL PROGRAMA:

- JUSTIFICACIÓN.
- ORIENTACIÓN.
- OBJETIVOS.
- METODOLOGÍA.
- CONTENIDO.

1. JUSTIFICACIÓN:

El curso de Facilidades de superficie, está estructurado para suministrar a los asistentes la competencia necesaria para realizar con éxito el manejo de las instalaciones en la industria petrolera.

2. ORIENTACIÓN:

El programa está dirigido a operadores que se desempeñan en las áreas de producción, donde se realicen operaciones de manejo de baterías de recolección.

3. OBJETIVOS:

Motivar a los asistentes a revisar, evaluar y optimizar sus sistemas de manejo de las baterías de recolección, tratamiento y almacenamiento de crudo, buscando el cumplimiento de normas nacionales e internacionales.

Concientizar y motivar a los participantes sobre la importancia de la exactitud en el manejo del petróleo, gas y agua.

Analizar y evaluar el impacto sobre la seguridad personal, ambiental y operacional

4. METODOLOGÍA:

El Curso de capacitación en Facilidades de Superficie, integra los aspectos académicos con el trabajo aplicativo, desarrollando talleres, donde los participantes ponen en práctica los conceptos adquiridos sobre un caso real de su organización, retroalimentando su experiencia con los compañeros del programa y el instructor del mismo; de tal manera que al culminar el programa el participante tendrá una propuesta productiva que presentar a su organización y la competencia necesaria en la aplicación de las técnicas para mejorar los sistemas de manejo de facilidades de superficie con calidad en la empresa para la cual labora.



BATERIA DE PRODUCCION

DEFINICION DE BATERIA DE PRODUCCION. Es el Conjunto de Líneas, válvulas, vasijas, equipos y accesorios mediante los cuales se realiza el manejo de los fluidos provenientes de los pozos, efectuando la recolección, separación de las dos o tres fases, encausarlos al sitio de almacenamiento, medirlos y entregarlos al comprador, todo lo anterior debe realizarse con seguridad, sin alterar el equilibrio del medio ambiente y operacionalmente eficiente. Las baterías de producción son llamadas también facilidades de producción y/o estaciones de producción.

ELEMENTOS DE UNA BATERIA DE PRODUCCION

- ✓ Sistema de Recolección
 - Múltiple de producción.
- ✓ Sistema de Separación
 - Separador de producción general.
 - Separador de prueba.
 - Scrubber
- ✓ Sistema de Tratamiento
 - Bombas de inyección de química
 - Tratador térmico de producción general.
 - Tratador Electroestático
 - Gun Barrel (Tanque de lavado).
- ✓ Sistema de Almacenamiento
 - Tanques de almacenamiento de crudo.
- ✓ Sistema de Transferencia
 - Bomba de transferencia.
 - Unidad L.A.C.T.
- ✓ Sistema de Seguridad y Contra incendios
 - Muros de contención.
 - Extintores
 - Sistema de espuma
 - Sistema de agua para enfriamiento



✓ Otras Facilidades

- Caseta del operador.
- Laboratorio.
- Compresor de aire.
- Skimmer (Desnatador).

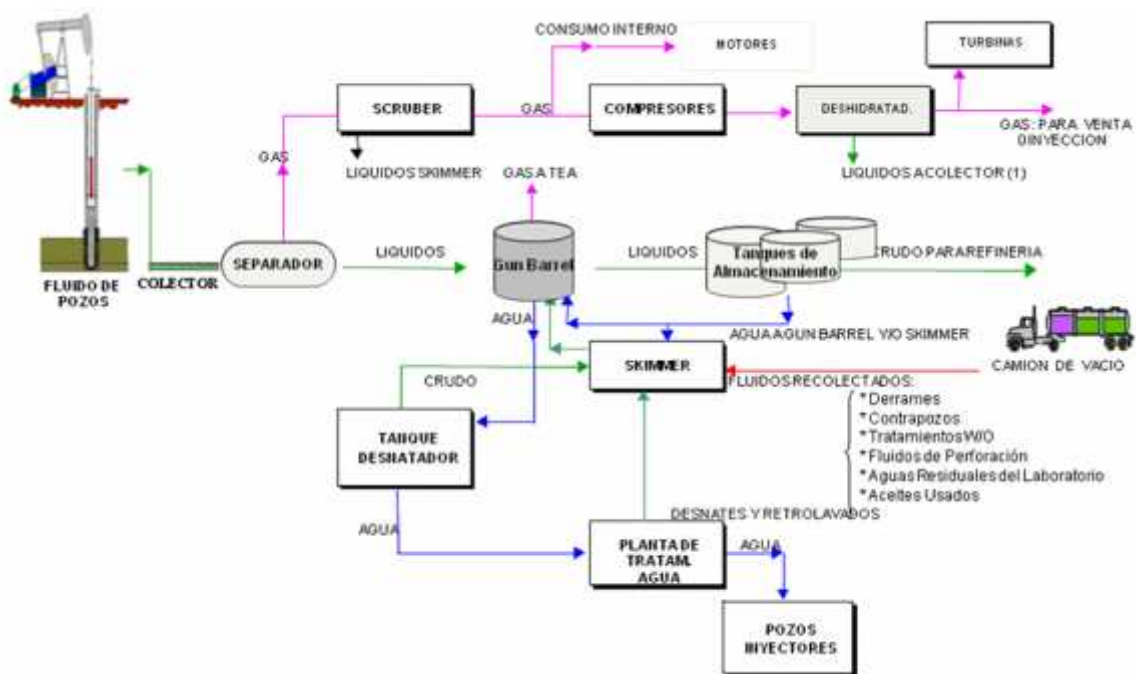


Figura N°1. Diagrama de flujo de una batería

MÚLTIPLES DE RECOLECCION

En la batería todos los pozos llegan a un sitio común conocido como múltiple, serpentín o manifold y de aquí cada pozo es enviado a un sitio determinado en la batería. Los colectores son tuberías que toman la producción de uno o varios pozos, y la llevan a un sitio determinado en la batería como separadores, calentadores, tanques, etc. Los múltiples reciben y centralizan la producción de pozos que tienen línea de flujo individual o compartido. Actualmente, se están construyendo baterías con múltiples satélites que agrupan pequeños grupos de pozos y los encausan hacia la batería por medio de dos líneas, una troncal para la general y otra para la prueba.



CURSO DE FACILIDADES DE SUPERFICIE
CONVENIO SENA- ECOPETROL SA.



Generalmente está conformado por cuatro colectores: De producción general, de prueba, de recirculación y de seguridad, siendo los dos últimos utilizados de manera opcional.



Foto N° 1. Múltiple



Fotos N° 1^a y 1^b. Múltiples Satélites



COMPONENTES DEL MULTIPLE:

El múltiple está conformado por líneas, válvulas y accesorios.

FUNCIONES

- Recibir los fluidos provenientes de los pozos.
- Desviar o enviar los fluidos hacia tanques o sitio de destino.
- Inyectar químicos para tratamiento de fluidos.
- Toma de muestras, instalación de corrosómetros, manómetros, u otros accesorios para determinar características determinadas.

FLAUTAS

Reciben el flujo de los pozos en forma individual, es decir, hay una flauta por cada pozo que fluye hacia la batería y su número es variable, dependiendo del número de líneas provenientes de cada pozo, es de aclarar que todas las flautas deben ser iguales en diámetro, longitud, número de salientes en una batería y que mientras una válvula de una flauta se encuentra abierta las otras deben estar cerradas.

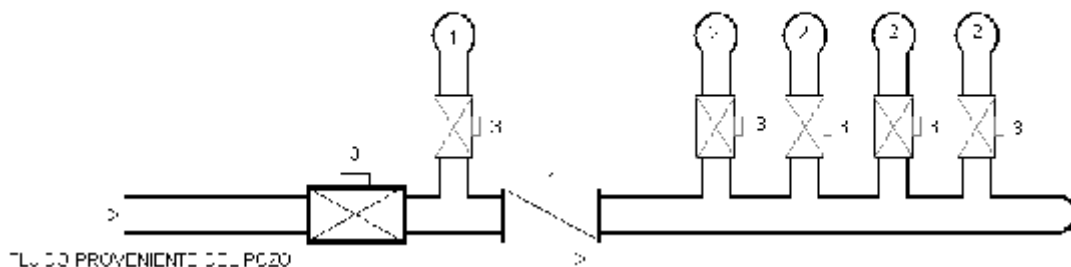


Figura N°2. Diagrama de una Flauta.

1. Colector para recirculación.
2. Colectores de fluido hacia los separadores.
3. Válvulas de corte.
4. Válvulas cheque.



COLECTOR

Son tuberías que reciben la producción de uno o varios pozos y la dirigen a un sitio determinado en la batería (tales como separadores, calentadores, etc). Tienen mayor diámetro que el de las flautas y se unen a éstas a través de las válvulas, mínimo deben existir 2 colectores, uno de prueba y otro de general; de manera opcional pueden tener colectores de seguridad y de recirculación.

El colector de seguridad no es tan utilizado, sirve para que en caso de presurización en las flautas, las líneas no se revientan. Las válvulas que comunican al colector de seguridad son automáticas y están programadas a un valor de presión, y cuando la presión aumenta por encima de este valor las válvulas se disparan, abriendo y de esta forma se protege el personal, el medio ambiente y la infraestructura física.

El colector de recirculación sirve para llevar fluidos al pozo durante algún trabajo de acondicionamiento como el workover. Cuando se utilizan estos colectores, todos los pozos que llegan al múltiple, deben entrar por el mismo sentido, además se deben instalar las válvulas cheques después del colector.

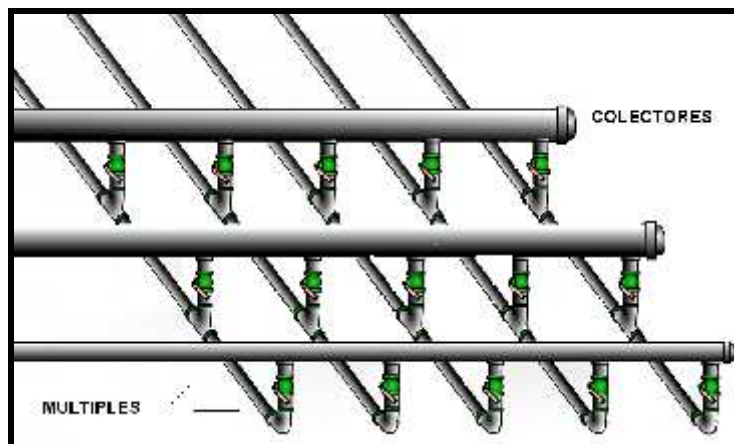


Figura N°3. Diagrama de un Múltiple.



DIMENSIONAMIENTO DE LOS MULTIPLES DE RECOLECCION

Para realizar este dimensionamiento se debe tener en cuenta el caudal "Q" y las características del fluido; y luego de forma iterativa se realizan una serie de cálculos en los cuales se asumen diferentes diámetros cuyo objetivo es el de encontrar el diámetro óptimo del cabezal de producción general en el cual se obtengan las mínimas caídas de presión (ΔP) generadas por el paso del fluido a través del sistema. Se debe considerar la velocidad requerida del fluido para que este no deteriore la película interna formada por el inhibidor de corrosión en el cabezal de producción general, la cual debe ser aproximadamente 5 pies/segundo y que puede ser estimada mediante la siguiente expresión:

$$V_e = \frac{C}{(\rho_m)^{1/2}}$$

Donde:

V_e = Velocidad erosional, pies/segundo.

ρ_m = Densidad del fluido, lb/pie³

C = Constante empírica: 100 para servicio continuo y 123 para servicio no continuo

Además de lo anterior, se debe considerar a manera de guía, el diámetro equivalente del colector como sigue:

Área total diámetro equivalente = \sum áreas individuales de las líneas de flujo/2

IMPORTANCIA DE LA UNIFORMIDAD DE LOS EQUIPOS EN EL MULTIPLE

Fácil manejo del operador; el hecho de que todas las válvulas sean iguales facilita el uso de trabajar con una sola llave y evitar el transporte y cargue de herramientas.



CURSO DE FACILIDADES DE SUPERFICIE
CONVENIO SENA-ECOPETROL SA.



Disponibilidad y espacio adecuado para el reemplazo de válvulas o accesorios que se dañen.

Minimizar costos de inventario en los depósitos o bodegas.

Facilidad de identificación de posibles situaciones anómalas.

PARAMETROS A TENER EN CUENTA EN EL DIMENSIONAMIENTO

La distancia entre flautas debe estar dentro de un rango de 40 – 60 cm y su diámetro generalmente es de 3 - 4 pulgadas.

La altura de las válvulas debe estar entre 60 – 90 cm aproximadamente, deben estar ubicadas de tal forma que se puedan operar desde los pasillos, instalados para tal fin, entre colectores y el diámetro nominal de las mismas debe ser idéntico para todas.

La distancia entre colectores debe estar dentro de un rango aproximado de 80 – 120 cm, para permitir el paso de los operadores y su diámetro puede variar entre 4 -20 pulgadas.

MULTIPLE

FLAUTAS

Nº FLAUTAS = Nº LINEAS PROVENIENTES DE LOS POZOS

El diámetro de las flautas generalmente es de 3 y 4 pulgadas, como se mencionó anteriormente.

COLECTORES

* *Diámetro del colector:*



$$A_{FLAUTA} = \frac{\pi \times d_F^2}{4}$$

$$A_{COLECTOR} = \sum_{i=1}^n \frac{A_{Fi}}{2}$$

o

$$A_{COLECTOR} = \sum_{i=1}^n \left(\frac{\pi d_{Fi}^2}{8} \right)$$

$$d_{COLECTOR} = \sqrt{\frac{4Ac}{\pi}}$$

Donde:

d_F = diámetro de la flauta.

A_F = Área de la flauta.

A_C = Área del colector.

VALVULAS

Válvulas de la flauta:

- Válvulas de cheque = N° líneas provenientes de los pozos.
- Válvulas de corte = N° líneas provenientes de los pozos.

Válvulas de colectores: se pueden calcular mediante la siguiente relación

$$\text{válvulas en el colector} = \frac{N^{\circ} \text{ colectores}}{\text{Flauta}} \times N^{\circ} \text{ flautas}$$

Manómetros: N° líneas provenientes de los pozos.

Termómetro: N° líneas provenientes de los pozos.

Tomamuestras: N° líneas provenientes de los pozos.



SEPARADORES

En la industria del petróleo y del gas natural, un separador es un cilindro de acero presurizado, ya sea vertical u horizontal, que por lo general se utiliza para separar la mezcla de fluidos provenientes de los pozos, en sus componentes básicos, petróleo, agua y gas. Adicionalmente, el recipiente permite aislar de forma primaria, los hidrocarburos de otros componentes indeseables como por ejemplo, la arena.

Durante el proceso de dimensionamiento de los separadores, para su diseño es preciso tener claro el uso que se le dará al recipiente, porque no es lo mismo un petróleo pesado, con arena, a altas velocidades que un fluido limpio volátil a la entrada de una planta de fraccionamiento, el uso del recipiente determina las características del diseño y los componentes que interiormente lleva la unidad.

En su forma común o generalizada, los separadores tienen cuatro secciones, a la vez que hay separadores con configuración y/o accesorios especiales como son: platinas deflectoras, CPI, PPI, rompedores de vórtice, entre otros.

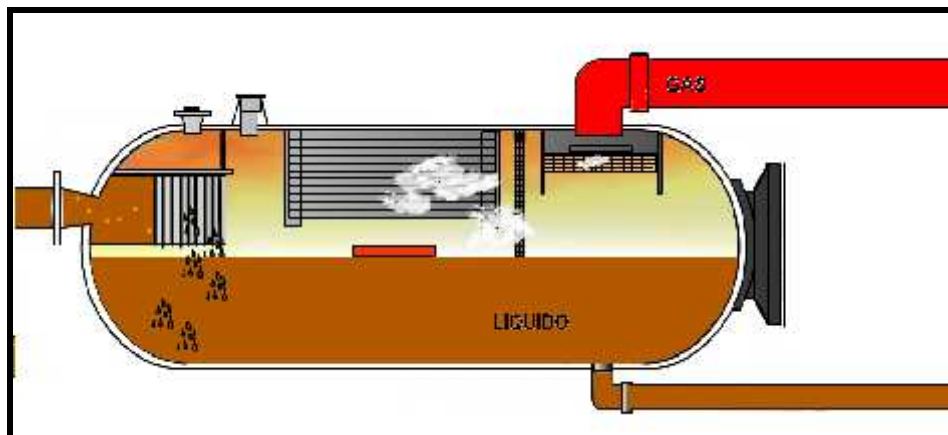


Figura N°4. Diagrama de un separador bifásico.



Foto N°2. Separadores Horizontales y Verticales

CLASIFICACION DE LOS SEPARADORES

Los separadores pueden ser clasificados según:

- ✓ El número de fases que separan: Bifásicos y Trifásicos
- ✓ La forma: Esféricos y Cilíndricos
 - Cilíndrico vertical
 - Cilíndrico Horizontal
 - Monotubo
 - Doble tubo
- ✓ La utilización: General y Prueba
- ✓ La presión de trabajo: Alta, Media y Baja.

SECCIONES DE UN SEPARADOR

Generalmente los separadores constan de cuatro secciones, aunque es de aclarar que esto puede variar dependiendo del tipo de separador. Las cuatro secciones son:



1. **Sección de separación primaria.** Es la entrada de los fluidos al separador y allí ocurre la primera separación de fases, entre el gas que viene libre y el líquido. Generalmente el separador en esta sección posee dispositivos, que imparten fuerza centrífuga, distribuyen la corriente que está entrando y/o disminuye la turbulencia para que se presente una separación más rápida. En esta sección la separación es por **gravedad y fuerza centrífuga**.
2. **Sección secundaria.** En esta sección el mecanismo de separación de fases es la gravedad, ya que hace que el líquido arrastrado por el gas en la primera etapa, al circular por esta sección se precipite por gravedad por ser más pesado que el gas.
3. **Sección acumuladora de líquido.** El líquido que precipitado se acumula en esta sección, donde permanece un determinado tiempo en reposo permitiendo que pueda escaparse el gas que se ha venido atrapado en él. El tiempo que permanece el líquido en esta sección se conoce como **tiempo de retención el cual puede variar desde unos 30 segundos a 15 minutos**, luego busca la salida, hacia tratamiento, si presenta emulsión o hacia tanques, si va libre de agua.

En los separadores trifásicos, la sección acumuladora de líquido es más pequeña, para cada una de las fases y se tiene de manera adicional la separación de agua y petróleo; Presentando así dos salidas, una para el agua y otra para el petróleo.

4. **Sección extractora de humedad.** La sección extractora de humedad se encarga de retirar las gotas de líquido que quedan en el gas, las cuales son tan pequeñas que no alcanzaron a precipitarse por gravedad. Dentro de esta sección se encuentran unos dispositivos donde queda atrapado el líquido en forma de pequeñas gotas las cuales se van uniendo hasta alcanzar un tamaño lo suficientemente grande para caer. La sección extractora de humedad es conocida también como **extractor de niebla o neblina**. Al salir el gas de esta sección con la mínima cantidad de líquido posible pasa a buscar la salida del gas del separador y luego la línea colectora de gas.

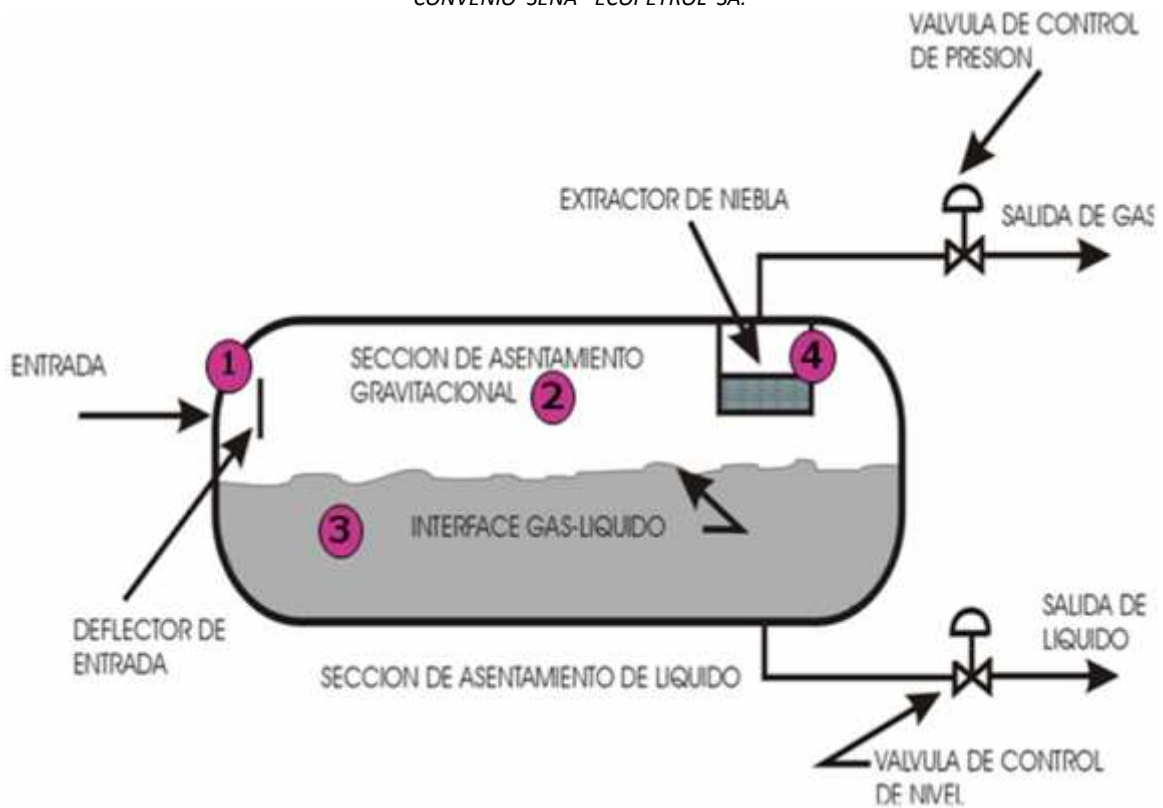


Figura N°5. Diagrama de un separador indicando las secciones.

extractor de neblina

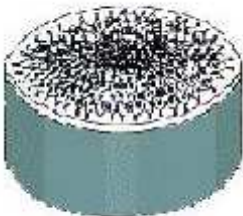


Figura N°6A

Detalle de la malla de alambre del extractor de neblina



Figura N°6B



MALLAS DE ALAMBRE

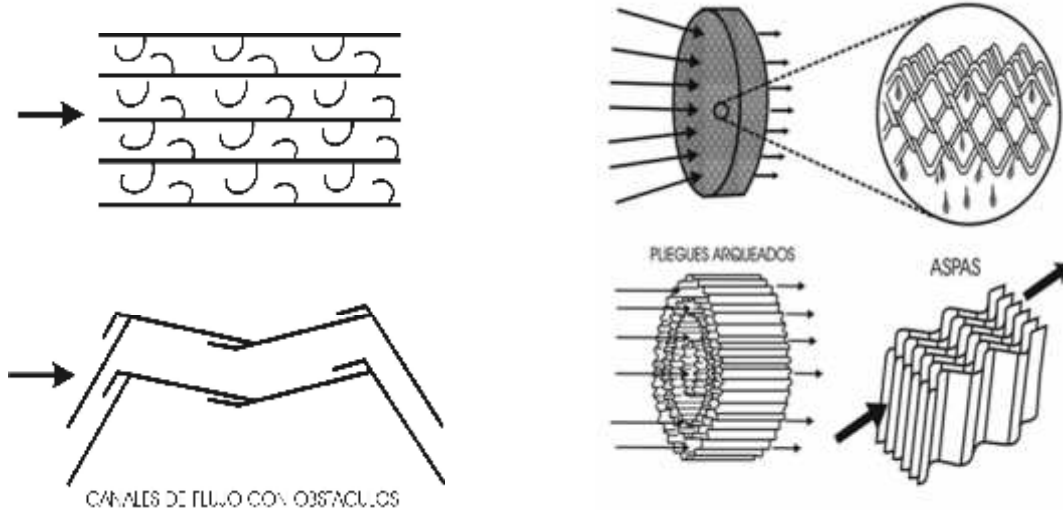


Figura N°6C ELIMINADORES DE NIEBLA

Figura N°6D Mallas de alambre

VENTAJAS Y DESVENTAJAS EN SEPARADORES

En cuanto a las ventajas y desventajas en los separadores, lo que es ventaja en los horizontales, casi siempre es desventaja en los verticales y viceversa; hablando sólo en el sentido de separadores normales, ya que cuando son mejorados con accesorios, no aplican estos conceptos.

SEPARADORES VERTICALES

VENTAJAS:

1. Fácil control de nivel.
2. Son eficientes cuando el fluido contiene poco gas.
3. Mejor manejo de sólidos (arena).
4. Ocupa un menor espacio en la batería.
5. Fácil mantenimiento.
6. Poca reevaporación líquida.

DESVENTAJAS:

1. Alto costo.



2. Se dificulta el transporte.
3. Dificulta el mantenimiento y el control de las válvulas de alivio, disco de ruptura y otros accesorios colocados en altura.
4. Requiere mayor diámetro para una capacidad dada de gas.

SEPARADORES HORIZONTALES

VENTAJAS:

1. Eficiente en el manejo y procesamiento de alto RGL
2. Menor costo inicial.
3. Mayor capacidad en el manejo de crudos espumosos.
4. Mayor facilidad de transporte.
5. Más eficiente en el manejo de emulsiones.
6. Más eficiente en el manejo de producciones con altas relaciones gas/aceite.
7. Mayor facilidad en el manejo y mantenimiento de instrumentos de control.

DESVENTAJAS:

1. Tiene limitaciones para el manejo de turbulencia.
2. Requiere de mayor área de instalación.
3. Difícil control de nivel
4. Difícil control de parafinas y arenas.

Los separadores horizontales se usan generalmente cuando la producción de gas empieza a ser alta, la producción de líquido es más o menos uniforme y no se presentan variaciones bruscas en el nivel de fluido dentro del separador; sin embargo hoy en día se ha generalizado el uso de los horizontales.

Cuando hay producción alta tanto de líquido como de gas se usan los separadores horizontales de dos tubos en el cual, en el tubo superior se maneja el gas y en el inferior el líquido. Cuando se tiene un separador horizontal de dos tubos, las secciones de separación primaria, de rectificación y extractora de humedad se encuentran en el tubo superior, es decir el tubo superior es semejante a un separador horizontal de un

solo tubo con la excepción de que no posee sección de acumulación de líquido; el tubo superior está comunicado, cerca a sus dos extremos, con el tubo inferior para permitir el paso del líquido y en contraflujo se mueve el gas.

DISPOSITIVOS O PARTES INTERNAS DE UN SEPARADOR

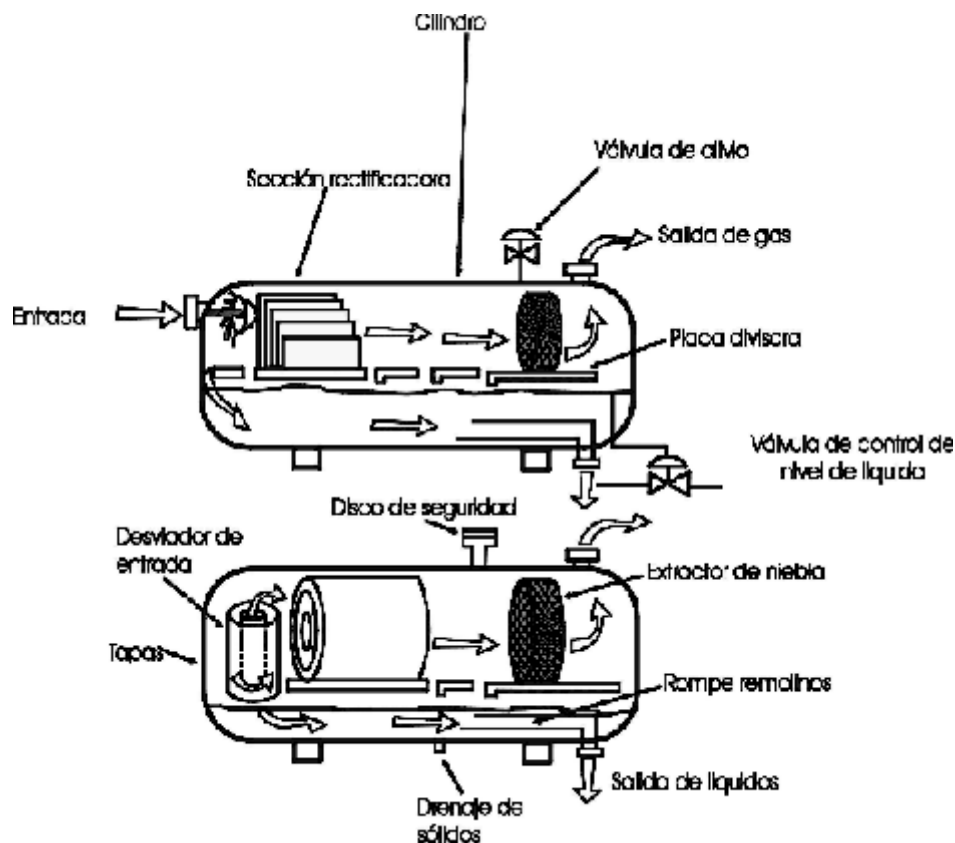


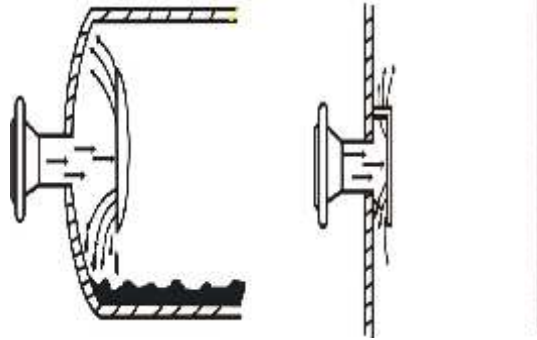
Figura N°7. Diagrama de separadores horizontales.

A continuación se describen algunos dispositivos opcionales que pueden tener o no los separadores, aclarando que nó en todos se hace necesario su implementación, ya que esto depende de las características de los fluidos y de la eficiencia que se quiera obtener.

✓ **Placa deflectora:** sirve para desviar y distribuir mejor la corriente del separador.



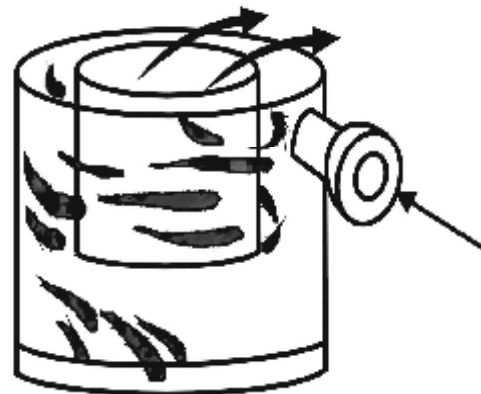
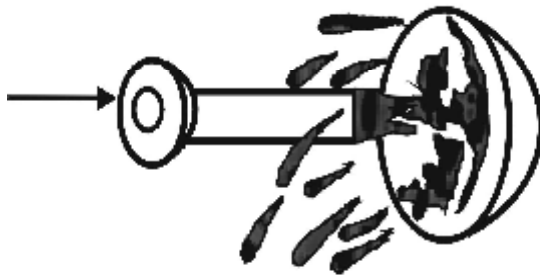
plato deflector



Figuras N°8A y 8B Baffles deflectores

A. DEFLECTOR "BAFFLE"

B. CYCLON DE ENTRADA



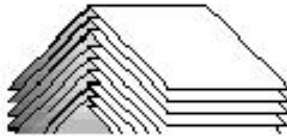
Figuras N°8C y 8D Baffle deflector y Ciclón de entrada

✓ **Filtro extractor de humedad:** se utiliza para extraer la humedad del gas o hacer las veces de filtro.

✓ **Placas de coalescencia o agrupamiento (ppi o cpi):** se colocan de varias formas y el objetivo es que el gas al pasar a través de ellas choca y allí se van quedando gotas de líquido que después caen por gravedad.



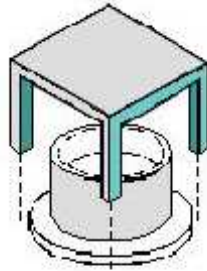
CURSO DE FACILIDADES DE SUPERFICIE
CONVENIO SENA- ECOPETROL SA.



placas unidas

Figuras N°9 Placas Unidas

- ✓ **Placas de despojamiento o rectificaci3n:** son un arreglo de placas dise1adas de tal forma que el gas al tratar de escapar choca contra ellas y en esos choques deja la humedad.
- ✓ **Filtros:** sirven para separar part3culas solidas o para extraer la humedad.
- ✓ **Material secuestrante o de atrapamiento:** son especies de filtros fabricados con alg3n material que tengan afinidad por el agua y/o por el petr3leo y por tanto son usados para ayudar en la separaci3n de agua y/o petr3leo.
- ✓ **Rebosadero:** se usan para controlar la salida de petr3leo o de agua y en algunos casos evitar que la salida de agua sea afectada por la presencia de emulsiones.
- ✓ **Dispositivos centr3fugos:** sirven para hacer uso de la fuerza centr3fuga en la separaci3n de gas y liquido.
- ✓ **Pantallas horizontales:** evitan que el l3quido caiga directamente sobre la interfase y origine turbulencias, estas pantallas reciben el fluido que cae y luego a trav3s de unos orificios o ranuras pasa a la zona de recolecci3n de l3quido. Esto evita que se formen ondas en la interfase liquido-gas y no se pueda por tanto liberar eficientemente todo el gas.
- ✓ **Rompedor de v3rtice:** es un tubo ranurado u otro dispositivo similar que conduce la salida del l3quido y evita que se forme un v3rtice a trav3s del cual se pueda escapar gas, se usa principalmente para evitar la presencia de gas en la l3nea de l3quido.



rompedores de vórtice

Figuras N°10 Rompedores de Vórtice

- ✓ **Blindaje del flotador:** protege al flotador del movimiento por perturbación del líquido y para evitar que el impacto del chorro acorte su vida
- ✓ **Boquilla para inyección de agua:** es un tubo con una serie de orificios a través del cual se inyecta agua a presión para remover sólidos que se hallan depositado en el fondo del separador. La boquilla está ubicada en el fondo.
- ✓ **Conos de arena:** fondos cónicos de algunos separadores en los cuales se conoce que hay depositación de arena u otros sólidos. En el proceso de remoción de arenas se inyecta agua a presión en el separador.

CONTROL DEL SEPARADOR

Aunque el separador está diseñado para realizar la separación de fases, la calidad de esta separación depende del control de sus condiciones de operación, de los accesorios y de los caudales que llegan. Una buena separación de fases depende de factores tales como:

- ✓ Características físicas y químicas del crudo.
- ✓ Temperatura y presión de operación.
- ✓ Cantidad de fluido que se necesita tratar.
- ✓ Tamaño y configuración del separador.



En condiciones normales de operación los controles de operación de un separador son un control de presión y un control de nivel cuyo funcionamiento es el siguiente:

El control de presión mantiene constante la presión del separador regulando la salida del gas; si la presión aumenta por encima de la presión de operación esta presión actúa sobre la válvula de control de salida de gas y hace que se abra más para permitir mayor paso de gas; si la presión disminuye por debajo de la presión de operación, la válvula que controla la salida de gas se cierra un poco y de esa manera bloquea un poco la salida de gas permitiendo que el separador se presurice suavemente.

El control de nivel mantiene constante el nivel de líquido en el separador actuando sobre la válvula que controla la salida de líquido; si el nivel está por encima de un valor establecido el control de nivel hará que la válvula se abra más y aumente la salida de líquido y cuando el nivel de líquido está por debajo del valor establecido el control hace que la válvula se cierre un poco y de esa manera disminuye la salida de líquido. Si el nivel de líquido está por encima del valor fijado es posible que el gas salga con algo de humedad y si el nivel de fluido es bajo el líquido sale con algo de gas. La altura a la cual se debe mantener el nivel de fluido se establece con base en la práctica y dependiendo del tipo de fluido a tratar y de las características del separador, pero obviamente los niveles deseados son; que no vaya gas libre en el líquido, al igual que no debe ir líquido por la línea de gas. De igual manera se debe proceder con la presión de operación; si la presión del separador está por encima de la presión de operación el gas saldrá con más humedad y si la presión está por debajo de la presión de operación, que es un valor establecido, disminuye la capacidad de separación al gas.

Una variación en el nivel de fluido afecta las capacidades del separador al gas y al líquido y esta variación es mucho más crítica en el caso de separadores horizontales que en los verticales. El control del separador es más sencillo cuando es bifásico que cuando es trifásico, especialmente en el control de salida de líquidos, pues en el separador trifásico se debe controlar la salida de dos fases líquidas lo cual requiere de dos controles de nivel, uno en la interfase de agua aceite que controla la salida del agua y otro en la interfase aceite-gas que controla la salida de aceite, sin embargo esta dificultad es fácilmente superable si se coloca una caja de rebose para el aceite, lo cual ayuda a facilitar el manejo de los controles.

vista previa de un separador

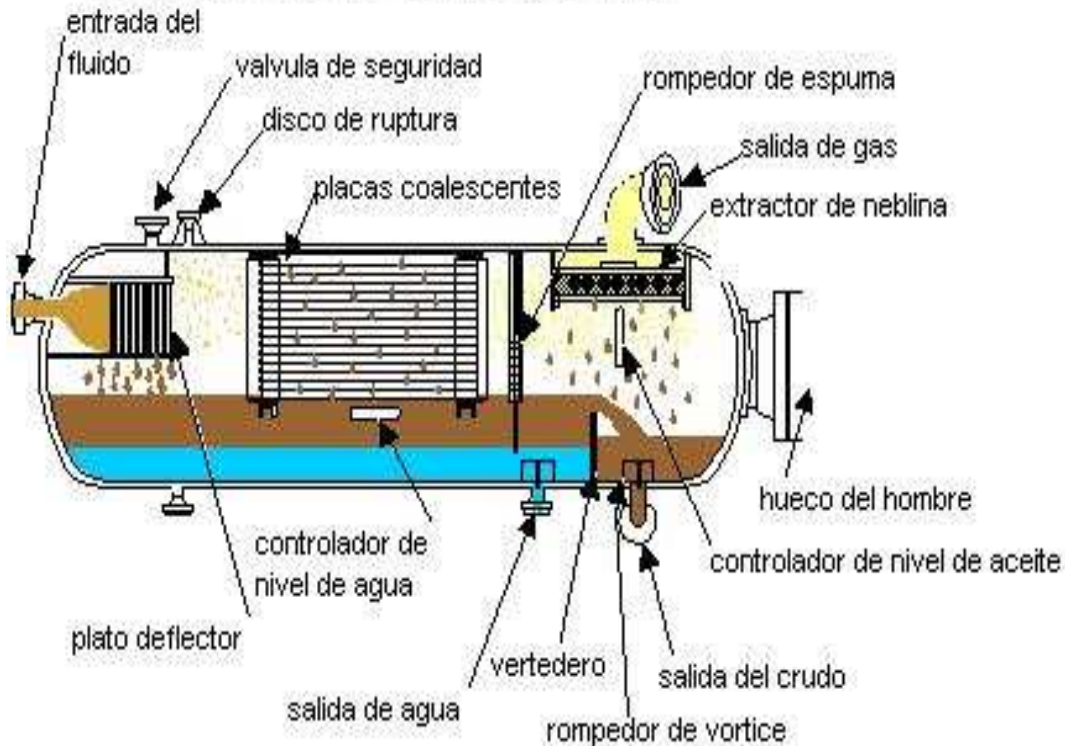
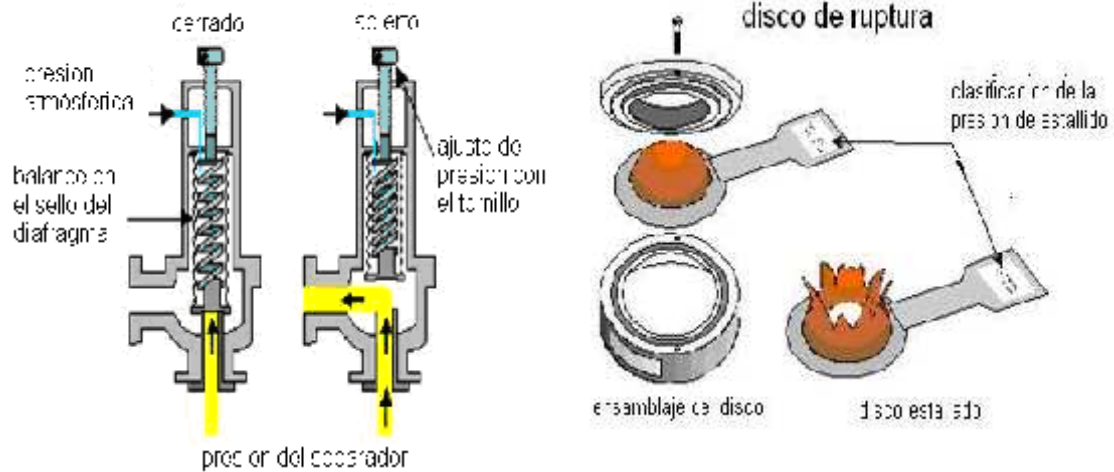


Figura N°11. Diagrama de un separador trifásico

Dos maneras de controlar el funcionamiento de un separador horizontal trifásico; como se puede apreciar el control de salida del gas es similar al mostrado en la figura, la diferencia radica en la forma como se controla la salida de aceite y agua. El separador de la figura anterior posee un baffle o placa vertical que hace las veces de rebosadero y crea una cámara de aceite a un extremo del separador; en esta cámara se instala el control de nivel para regular la salida del aceite; en la otra parte del separador queda la interfase agua - aceite y allí no se instalaría el control de nivel para regular la salida de agua, sino que se instalaría en la interfase agua - gas.

válvula de alivio de seguridad



Figuras N°13 y 14. Válvula de alivio (de seguridad) y Disco de ruptura

El indicador de nivel cumple un papel muy importante tanto en la operación del separador, como en la seguridad del mismo, ya que en todo momento nos está informando de la posición de las interfaces que hay en el interior del separador.

Indicador de nivel visual con válvula de seguridad

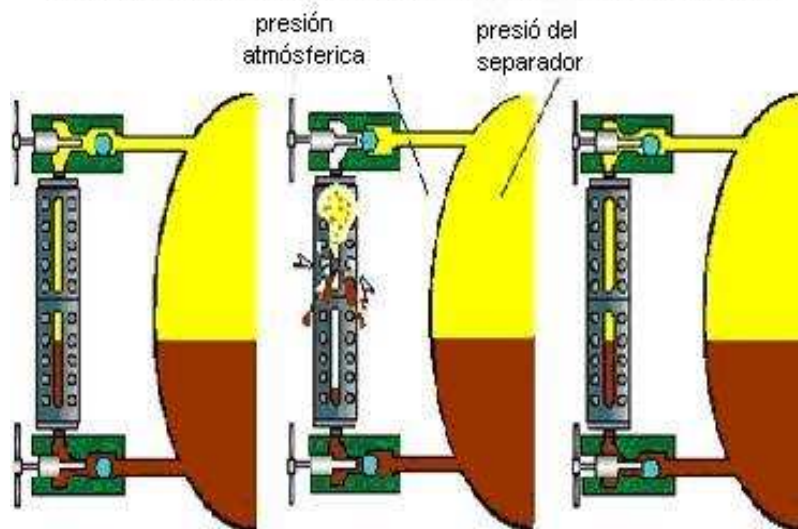


Figura N°15. Indicador de nivel visual con válvula de seguridad



OPERACIONES EN UN SEPARADOR

Arrancada (puesta en operación)

- ✓ Si el recipiente está vacío, cierre las válvulas en cada salida de fluidos.
- ✓ El regulador de presión debe ajustarse a un 75% de la presión de operación normal. Esto prevendrá que los dispositivos de alivio de presión se abran en el caso de que el control de presión no haya sido ajustado adecuadamente y permita que la presión llegue a valores por encima de la presión de operación.
- ✓ Si el separador tiene dispositivos de cierre por bajo nivel, desactívelos o agregue líquido para que el nivel de fluidos quede por encima del control de nivel.
- ✓ Chequee que cada línea de salida del separador tenga la orientación adecuada.
- ✓ Abra lentamente la entrada de fluido al recipiente.
- ✓ Cuando el nivel de líquido alcance el rango de los controles de nivel colóquelos en servicio y abra las válvulas cerradas al inicio de este procedimiento.
- ✓ Ajuste los controles de nivel y presión para estabilizar su operación y luego se lleva lentamente a la presión de operación (100%) después de que el separador esté funcionando y evacuando los fluidos de una forma adecuada.

✓

Puesta fuera de operación

- ✓ Bloquear la entrada al separador.
- ✓ Si no se va a drenar, cerrar la línea de salida.
- ✓ Si va a drenar abra el desvío (bypass), si lo hay o desactive el control de nivel de líquido.
- ✓ Si va a despresurizar el recipiente, cierre la válvula de control de salida de gas.
- ✓ Abra la válvula de venteo para despresurizar.

Operaciones de rutina.



Son observaciones y chequeos que se deben hacer diariamente, verificando que todo esté bajo control y a la vez detectando posibles fallas en el funcionamiento del separador en el momento que éstas se presenten:

- ✓ Chequear correctamente los instrumentos de medida para hacer las mediciones apropiadas.
- ✓ Asegurarse que las válvulas de control abren y cierran completa y parcialmente sin obstrucción alguna; esto se consigue haciéndolas abrir y cerrar intencionalmente.
- ✓ Limpiar los visores (los visores son vidrios a través de los cuales se observa, por ejemplo, la interfase gas-petróleo), manómetros, registradores de temperatura, etc.
- ✓ Chequear que el elemento extractor de humedad no esté taponado; esto se hace registrando presiones antes y después del elemento.

DIMENSIONAMIENTO DE SEPARADORES

Parámetros que intervienen en el dimensionamiento de los separadores

Para el dimensionamiento de los separadores es necesario conocer lo siguiente:

- ✓ Características y cantidad de gas que llega a la unidad.
- ✓ Características y cantidad de líquido que maneja el separador.

Con estos parámetros se suelen calcular el diámetro del recipiente, con capacidad para manejar la cantidad de gas que habrá de producirse (máximo caudal de gas esperado) en las mejores condiciones de producción. Ello corresponde al fluido más liviano, a la presión más baja y a la más alta temperatura que eventualmente pueda producirse durante la vida útil de la unidad.

El tiempo de retención del fluido en el separador depende de las características del mismo. Teóricamente 30 segundos deberían ser suficientes para que la espuma que se forma por agitación se reduzca al mínimo, de tal manera que ese lapso de tiempo debería ser suficiente para considerar que el gas se ha separado del líquido; aunque este tiempo es variable dependiendo de las características de los fluidos, de



las condiciones de operación y de las dimensiones del separador. En la práctica las normativas vigentes aplican condiciones más seguras trabajando con tiempos mayores, inyectando químicos anti espumantes o colocando platinas deflectoras.

Un parámetro de gran utilidad para seleccionar el tiempo de retención (garantizando la separación de los fluidos) es la gravedad API o la densidad del fluido.

Fluidos livianos (por encima de 40 °API) tendrán 1,5 minutos como tiempo de retención, este tiempo de retención es aplicable también a fluidos de gravedad entre 25 y 40 °API; para aquellos por debajo de 25 °API o para los petróleos espumosos, indistintamente de su densidad, se reservan 5 minutos de tiempo de retención. Teniendo en cuenta lo anterior se podrá calcular el espacio que debe tener la unidad para que esté en capacidad de retener el líquido que se va a separar y se mantenga dentro del separador el tiempo necesario para que se produzca la separación adecuada.

Al dividir el volumen retenido entre el área correspondiente al diámetro seleccionado se tendrá la altura teórica que se debe reservar para el almacenamiento de los líquidos.

Una vez que se conoce el diámetro del recipiente y la cantidad de líquido que se ha de recibir, se procede a dimensionar el equipo. Entonces, se debe seleccionar el diámetro comercial y calcular la longitud del equipo.

Se debe seleccionar la altura de cada una de las partes que configuran el recipiente: altura de la zona líquida, espacio entre el nivel de líquido y la boquilla de entrada, diámetro de la boquilla de entrada de los fluidos, altura entre el tope de la boquilla y el extractor de niebla, espacio libre requerido para instalar el extractor de niebla y la zona inmediatamente superior hasta la costura del separador. Al sumar estas longitudes se debe obtener una razón de esbeltez (altura / diámetro) que, de acuerdo con las diferentes normas puede oscilar entre 2 y 6.

Asentamiento gravitacional

En las secciones primaria y secundaria las gotas de líquido empiezan a caer a una velocidad que es determinada por la fuerza de arrastre y la fuerza gravitacional (peso de la gota), la fuerza de arrastre está definida por la siguiente expresión:

Elaborado por: Ervin Aranda Aranda, 20 $F_D = C_D A \rho \left[\frac{V_t^2}{2g} \right]$
Ingeniero de Petróleos, UIS



Donde:

F_D = Fuerza de arrastre en libras.

C_D = Coeficiente de arrastre.

A = sección de área de la gota en ft^2 .

ρ = densidad de la fase continua en lb/ft^3 .

V_t = velocidad de asentamiento de las gotas de agua en ft/s .

g = constante gravitacional, $32.2 ft/s^2$.

Si el flujo es **laminar**, según la ley de Stokes:

$$C_D = \frac{24}{Re}$$

Entonces,

$$V_t = \left[\frac{1.78 * 10^{-6} (\Delta S * G) dm^2}{\mu} \right]$$

Donde:

$\Delta S * G$ = Diferencia de gravedades específicas entre el líquido y el gas.

dm = diámetro de la gota de líquido en micrones.

μ = viscosidad de la fase continua gas en cp .

Si el flujo es **turbulento** se tiene que:

$$C_D = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{1/2}} + 0.34$$

Entonces,

$$V_t = 0.0199 \left[\left(\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{dm}{C_D} \right]^{1/2}$$



Donde:

ρ_L = densidad del liquido.

ρ_g = densidad del gas.

SELECCIÓN DEL NÚMERO DE SEPARADORES

Para conocer el número de separadores a ser instalados en la estación de recolección es necesario tener en cuenta los siguientes parámetros:

- ✓ Numero de pozos.
- ✓ Producción de crudo (Q_o).
- ✓ Tiempo de prueba de los pozos.
- ✓ Cantidad de agua libre (Q_w).
- ✓ Cantidad de agua emulsionada (Q_{we}).
- ✓ Producción de gas (Q_g).
- ✓ Presión de operación versus presión de entrada de los pozos al múltiple.

NUMERO DE SEPARADORES DE PRODUCCION GENERAL REQUERIDOS

El número de separadores de producción general requeridos en una facilidad de producción dependen de las consideraciones anteriores, a continuación se presenta un grafico ilustrativo de un sistema en serie, en el cual la presión de llegada de los pozos es alta, por lo que hay que reducirla de manera escalada, hasta valores cercanos a la presión atmosférica.

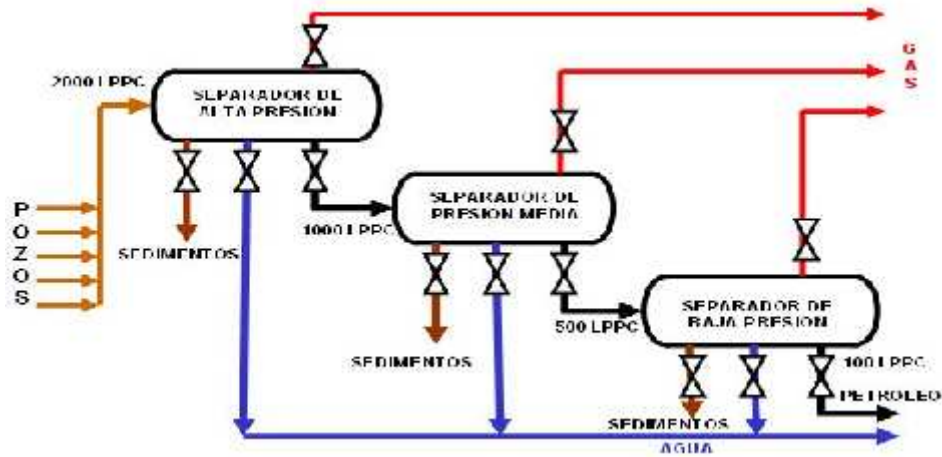


Figura N°16. Separadores en serie

Además se presenta un sistema en paralelo, en el cual la presión de llegada de los pozos es baja, con valores cercanos a la presión atmosférica, razón por la cual no hay que reducirla.

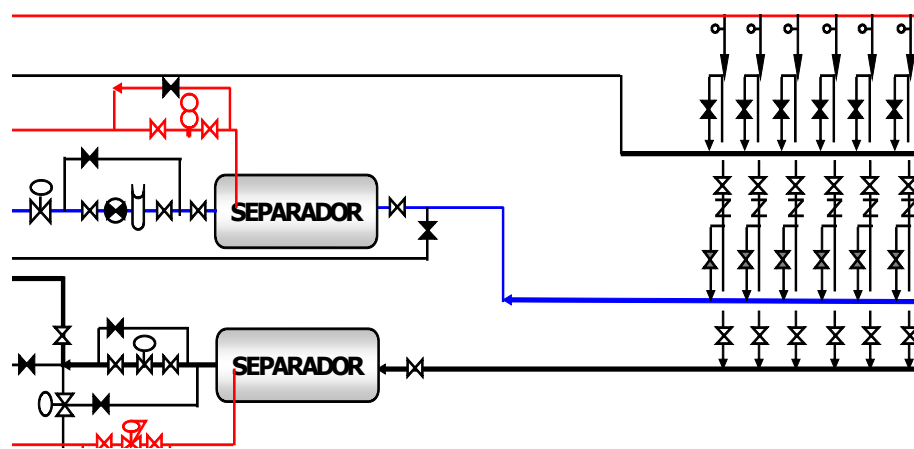


Figura N°17. Separadores en paralelo

CONSUMO
BATERIA

SEGÚN LA PRESION DE LLEGADA AL SEPARADOR

- ✓ Si la presión de llegada es baja, se requiere de una sola etapa de separación.



CURSO DE FACILIDADES DE SUPERFICIE
CONVENIO SENA-ECOPETROL SA.



- ✓ Si la presión de llegada es alta y además se determina que se requieren varias etapas se necesitan 2 o 3 separadores.

SEGÚN EL CAUDAL DE FLUIDOS A TRATAR

- ✓ Si el caudal de producción es bajo, se requiere de un solo separador por etapa
- ✓ Si el caudal de fluidos producidos es alto, seguramente se requiere distribuir el caudal de cada etapa en varios separadores; esto depende de la máxima capacidad del separador que ofrezca el mercado y que pueda aceptarse técnicamente.

PRESIONES ALTAS Y CAUDALES ALTOS

- ✓ Para este caso combinado, seguramente se necesitan varias etapas de separación, si así se determina y el caudal deberá ser distribuido en varios separadores en cada una de las etapas, quedando un sistema combinado, es decir en serie y en paralelo.

NÚMERO DE SEPARADORES DE PRUEBA REQUERIDOS

El Ministerio de Minas y Energía exige en su reglamentación que cada pozo debe ser probado por lo menos una vez al mes, durante 24 horas, si se cumple con esta exigencia se podrían probar 25 pozos al mes teniendo en cuenta que surgirán algunos inconvenientes como paradas de pruebas, pruebas dudosas o pozos recién salidos de workover, los cuales requieren ser probados más de una vez,.

Por lo tanto el número de separadores de prueba que se requieren en una batería se puede estimar mediante la siguiente expresión:

$$N^{\circ} \text{ de separadores} = \frac{N^{\circ} \text{ de pozos}}{25}$$

PROCEDIMIENTO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LOS SEPARADORES

El diámetro de los separadores, para manejo de líquido, se calcula mediante la siguiente expresión:



$$D = \sqrt{\frac{trQ_L}{0.7(L_{eff})}}$$

Donde:

tr= Tiempo de retención (30 segundos - 3 minutos) .

Q_L= Caudal de liquido (BFD).

L_{eff}= Longitud efectiva donde ocurre la separación (ft)

LA LONGITUD COSTURA-COSTURA (L_{ss})

La longitud costura-costura (l_{ss}) se determina a partir de la geometría del recipiente seleccionado:

✓ Para la capacidad de gas:

$$L_{ss} = L_{eff} + \frac{D}{12}$$

✓ Para la capacidad de liquido:

$$L_{ss} = \frac{4 L_{eff}}{3}$$

RELACION DE ESBELTEZ (relación longitud-diámetro)

$$RE = \frac{12 * L_{ss}}{D}$$

Lo más apropiado es que esta relación se encuentre entre 3 y 5; si esta condición se cumple quiere decir que el D, L_{eff} y L_{ss} se encuentran bien dimensionados, cabe anotar que los separadores tienen dimensiones estándar, por lo cual los resultados obtenidos deben aproximarse a estas dimensiones estándar.



Separador
1- General 2- De Prueba
a. Válvula de Seguridad
b. Tanque de Almacenamiento para descarga de Barriles
c. Contador
d. Cheque
e. Válvula de Seguridad
f. Sistema de Seguridad Neumático

Foto N°3. Separadores

PROBLEMAS POTENCIALES DE OPERACIÓN EN LOS SEPARADORES (BIFASICOS Y TRIFASICOS)

1. Problemas de espuma.

Origen:

La causa principal que origina los problemas de espuma son las impurezas que están en la producción (aceite + agua) desde la formación productora y las características del fluido. Estos problemas pueden ser enfrentados si se dispone de suficiente tiempo de residencia o si se tiene suficiente superficie de coalescencia para romper la espuma, o mediante la utilización de un producto antiespumante.

Posibles problemas:



- ✓ Problemas mecánicos en el control de nivel, ya que la espuma afecta el control de la interfase gas/aceite, en la cual actúa.
- ✓ Reduce el volumen del separador: la espuma ocupa espacio que corresponde al crudo o al gas. Es decir, reduce la capacidad de la sección de separación gravitacional y de la sección de acumulación de líquido.
- ✓ Reduce la eficiencia, debido a la espuma, se hace más difícil separar el gas del líquido, lo cual origina el arrastre de gas en la salida del líquido.

Soluciones:

- ✓ Realizar ajustes al diseño original, tal como la instalación de platinas coalescedoras.
- ✓ Aumentar el tiempo de residencia
- ✓ Hacer ajustes en la presión inicial de separación
- ✓ Utilizar productos antiespumantes.

2. Problemas de parafina.

Origen:

Propio de crudos parafínicos.

Posibles Problemas:

La operación del separador puede verse afectada por la acumulación de parafinas en el extractor de niebla o en las superficies de coalescencia de la sección de acumulación de líquido. La parafina puede causar problemas adicionales en los controles de nivel, tipo interfase

Soluciones:

- ✓ Utilización de extractores de niebla tipo centrífugo.
- ✓ Utilizar vapor o solventes.
- ✓ Utilizar dispersante o inhibidor de parafina.



- ✓ Instalación de un dispositivo electromagnético en el fondo de la sarta de la tubería de producción del pozo que actúa como dispersante de parafina.

3. Problemas de arena.

Origen:

- ✓ Producción de arena proveniente de la formación productora debido a completamiento original deficiente para el control de arena en pozos productores de crudo o de gas. Este problema puede aumentarse por grandes fuerzas de arrastre que son causadas por altos caudales de producción que sobrepasan el nivel de producción crítica.

Posibles Problemas:

- ✓ Abrasión de las partes internas de la válvula de descarga.
- ✓ Abrasión en las líneas de descarga del separador.
- ✓ Acumulación de arena en el fondo del recipiente y taponamiento en las salidas o descargas del líquido.
- ✓ Acumulación de arena en los recipientes que están downstream y si llega hasta los tanques puede afectar seriamente a las bombas de transferencia de crudo.

Soluciones:

Instalación de un adecuado sistema de control de arena en el completamiento original del pozo: empaquetamiento de arena, filtros de arena, liners ranurados.

- ✓ Uso de separadores con el mínimo de dispositivos de acumulación interna o uso de separadores con divisiones y boquillas para manejo de arena y/o sólidos.
- ✓ Uso de válvulas resistentes a la abrasión.
- ✓ El caudal de producción del pozo no debe ser mayor a la tasa crítica.

4. Problemas de emulsiones.



Origen:

✓ La emulsión se forma por la presencia de contaminantes en el caudal de producción, tales como los asfáltenos, resinas, etc., provenientes de la formación productora, también por la presencia de altas velocidades de flujo dentro del yacimiento o en el sistema de levantamiento

Posibles Problemas:

✓ Como la emulsión se forma en la interfase agua/aceite, el problema será para el control de nivel de tipo interfase y en consecuencia, para el colchón de aceite, ho. Afecta el tiempo de residencia, teniendo como consecuencia la disminución en la eficiencia de separación.

Soluciones:

- ✓ Agregar rompedores de emulsión especiales para estos casos, previo análisis de laboratorio, en algunos casos, inclusive es conveniente hacerlo desde el fondo del pozo para prevenir la formación de ella.
- ✓ Utilización de calor para reforzar el rompimiento de la emulsión.

5. Arrastre de líquido en la fase gaseosa.

Se detecta cuando el gas de descarga presenta contenido de líquido por encima de lo normal.

Origen:

- ✓ Alto nivel de líquido.
- ✓ Deficiencias en el controlador de nivel.
- ✓ Distancia insuficiente entre el desviador de flujo y el extractor de niebla.
- ✓ Tiempos de residencia bajos, por lo cual se hace un inadecuado diseño del separador.
- ✓ Taponamiento de las líneas de descarga.
- ✓ Altas turbulencias.

Posibles Problemas:

*Elaborado por: Ervin Aranda Aranda, 2010
Ingeniero de Petróleos, UIS*



- ✓ Presencia de alto contenido de agua y aceite en el gas producido.

Soluciones:

- ✓ Análisis particular y adecuado del problema, según la experiencia debido a lo específico que estos son.

6. Arrastre de gas en la fase líquida.

Ocurre cuando el gas libre escapa con el líquido que está siendo descargado por el separador.

Origen:

- ✓ Presencia de espuma lo cual origina una remoción deficiente del gas.
- ✓ Bajo tiempo de residencia.
- ✓ Daño en la válvula de descarga y en el control de nivel.
- ✓ Bajo nivel de líquido
- ✓ Creación de vórtice a la salida del líquido.

Posibles Problemas:

- ✓ Deficiencia de la separación y presencia de alto contenido de gas en el líquido que se está descargando del separador.

Soluciones:

- ✓ Análisis adecuado del problema, según la experiencia, debido a lo específico que estos son.

TRATAMIENTO

EMULSIONES

Una emulsión es una mezcla íntima de dos fases inmiscibles en la cual una fase está dispersa, en forma de pequeñas gotas, en la otra fase que permanece continua; la fase dispersa se conoce como fase interna y la continua como fase externa. Pueden existir muchas clases de emulsiones, dependiendo del tipo de



fases que las forman, pero en este caso nos interesan las emulsiones entre aceite y agua, que son los fluidos que principalmente se manejan en las baterías.

La presencia de emulsiones es un problema bastante común en campos de petróleo, lo que se presenta por que el agua y el aceite, que son fluidos inmiscibles, sumados a la presencia de un agente emulsionante y agitación fuerte, hacen que ésta se forme. Romper la emulsión o separar las fases, es a veces tan costoso que puede representar un alto porcentaje del costo de producción de un barril de crudo.

CLASIFICACION DE LAS EMULSIONES

Las emulsiones se pueden clasificar de diferentes maneras dependiendo del aspecto que se tenga en cuenta para hacerlo:

De acuerdo a la estabilidad

- ✓ Estables
- ✓ Inestables

De acuerdo a la facilidad para romperlas.

- ✓ Flojas
- ✓ Duras

- De acuerdo a su naturaleza

- ✓ Normales
- ✓ Inversas
- ✓ Duales

Una emulsión es estable cuando luego de formada, la única forma de conseguir que las fases se separen es aplicando un tratamiento especial.

Una emulsión es inestable cuando luego de formada si se deja en reposo durante un corto periodo de tiempo las fases se separan por gravedad, aunque el tiempo requerido para que se presente segregación es bastante mayor que cuando las fases no están emulsionadas.

Una emulsión estable es floja cuando se puede romper con un tratamiento sencillo y es dura cuando requiere de un proceso más complicado para romperla.



Emulsión normal, es cuando el agua está dispersa en el petróleo. El agua es la fase dispersa o interna y el petróleo es la fase externa o continua. Estas emulsiones pueden tener un contenido de agua desde trazas hasta 90%. El tratamiento de este tipo de emulsiones se denomina Deshidratación.

Se le llama emulsión normal porque es la de mayor ocurrencia; más del 99% de las emulsiones presentes en los campos de petróleo son normales.

Emulsión inversa, se presenta cuando el petróleo está disperso en el agua. El petróleo es la fase dispersa o interna. El agua es la fase continua o fase externa. Son las emulsiones más frecuentes en el agua que ha sido separada del petróleo en el proceso de deshidratación

Emulsión dual, No es muy común encontrar simultáneamente ambas emulsiones coexistiendo. Son muy frecuentes en crudos de fosas (slop oil) y tanques de almacenamiento donde se han mezclado varios tipos de emulsiones por periodos de tiempo largos.

Una emulsión dual normalmente es aquella en la cual la fase dispersa es una emulsión de petróleo en agua y la continua es petróleo. Este tipo de emulsiones (duales e inversas) son las más difíciles de romper y generalmente para ello se requiere tratamientos especiales.

AGENTES EMULSIFICANTES

Todas estas sustancias son encontradas en la interfase entre el petróleo y las gotas de agua como una película alrededor de la gota; otros emulsificantes pueden ser productos químicos de provenientes de los procesos de perforación, estimulación o producción. Por ejemplo algunos Inhibidores de corrosión deben probarse antes de ser aplicados por la tendencia de emulsificación.

- ✓ Asfáltenos
- ✓ Resinas
- ✓ Ácidos Nafténicos
- ✓ Sólidos finos (FeS, arena de formación, microcristales de incrustación) Partículas parafínicas



ENERGÍA DE AGITACIÓN

La agitación necesaria para que se formen las emulsiones, puede ser suministrada por uno o varios de los siguientes elementos que se encuentran a lo largo del recorrido de los fluidos desde el yacimiento, hasta los tanques.

- ✓ Chokes
- ✓ Caídas de presión
- ✓ Bombas
- ✓ Curvaturas o restricciones en las líneas de flujo
- ✓ Agitación normal del sistema de producción del pozo (Gas lift, bombas electrosumergibles, etc.)

FACTORES QUE AFECTAN LA ESTABILIDAD Y FORMACION DE LAS EMULSIONES

A continuación se presentan una serie de factores que pueden aumentar o disminuir la posibilidad de que se formen emulsiones y/o afectar las características de la emulsión formada, facilitando su rompimiento o haciéndola aun más estable. Entre estos factores se pueden mencionar:

Porcentaje y salinidad del agua: El agua y el aceite pueden emulsionarse en proporciones muy variables, el agua generalmente ocasiona máxima emulsificación, se ha encontrado que los cloruros solubles aumentan la tensión interfacial dificultando la emulsificación. Un pequeño porcentaje de agua en el petróleo emulsifica más fuerte y permanente. En general la severidad de una emulsión usualmente disminuye cuando la cantidad de agua producida se aproxima o sobrepasa la cantidad de petróleo presente. Menor porcentaje de agua, mayor estabilidad.

Características del crudo: Al aumentar la viscosidad, la densidad y la tensión superficial de los crudos aumenta la tendencia a formar emulsiones.



En cuanto a la tensión superficial, parece que es un factor importante, ya que al aumentar su valor la facilidad de emulsificación también aumenta.

A mayor gravedad específica, habrá mayor tendencia a la formación y estabilidad de las emulsiones y viceversa. La gravedad específica de un líquido es el peso de una cantidad dada de líquido a una temperatura de referencia, comparada con el peso de un volumen igual de agua a la misma temperatura.

La alta viscosidad, o sea, la mayor resistencia a fluir. Un petróleo con alta viscosidad requiere más tiempo para que las gotas decanten o colaescan. Si un líquido de alta viscosidad es calentado, la viscosidad disminuye y fluye más fácilmente, haciendo que las partículas choquen con más frecuencia.

Presencia de gas o aire: Las emulsiones se forman más fácil y más rápidamente, y de una estabilidad mayor, cuando el gas natural o el aire se mezclan íntimamente con el aceite y el agua porque se genera mayor turbulencia y agitación lo cual propicia una mezcla más íntima de los fluidos.

Tipo y cantidad de emulsificante: Existen emulsificantes que pueden ser más efectivos que otros y además el grado de emulsificación puede depender de la cantidad de emulsificante.

Método de producción: En el levantamiento artificial se presenta agitación extra que no ocurre en el flujo natural, especialmente cuando se tiene bombeo con varillas, electrosumergible o bombeo neumático, y esto favorece aún más la formación de emulsiones; el efecto es quizás mayor en el caso del bombeo neumático pues la inyección de gas de por sí crea turbulencia.

Sólidos disueltos totales: Los sólidos disueltos totales (TDS) o salinidad del agua, también influyen en la rata de asentamiento. Aguas más pesadas, mayor velocidad de asentamiento. Las emulsiones de agua fresca son usualmente más difíciles de tratar. A menos TDS mayor estabilidad de la emulsión

Edad de las emulsiones o tiempo: El tiempo de contacto de las fases puede ayudar a la estabilidad de las emulsiones, especialmente si durante el tiempo de contacto hay agitación continua, con el tiempo, el agente emulsificante puede migrar a las gotas de agua dispersas y



revestirlas completamente. Sólidos (parafinas, arcillas, arenas, etc.) pueden también revestir las gotas de agua emulsificadas. Emulsiones añejas estabilizadas, pueden requerir altas ratas de químico y para tratarlas requieren otro tipo de químico que las emulsiones frescas.

TRATAMIENTO DE EMULSIONES

Tratar una emulsión significa someterla a algún tratamiento con el fin de separar sus fases. El tratamiento al que se debe someter una emulsión depende de las características de ésta, si es dura o floja, grado de emulsificación, tipo de emulsificante y, muchas veces, de la disponibilidad de equipo y/o materiales.

En el tratamiento de emulsiones se busca neutralizar de alguna manera la acción del agente emulsificante, por ejemplo, venciendo las fuerzas repulsivas que impiden que las gotas de la fase dispersa se unan o también destruyendo la película adherida a las gotas de la fase dispersa.

El tratamiento de una emulsión es un proceso que puede variar desde algo muy sencillo hasta lo más complejo, tanto que eleve los costos o que dificulte su aplicación, pero en forma generalizada involucra normalmente, los siguientes pasos:

- ✓ Caracterización de la emulsión.
- ✓ Inyección de químico.
- ✓ Separación de agua y gas libres.
- ✓ Calentamiento.
- ✓ Coalescencia y filtración.
- ✓ Asentamiento.

La caracterización de la emulsión es fundamental porque de ello depende en gran parte el tratamiento que se le haga a la emulsión. Los demás pasos comprenden el proceso de tratamiento propiamente dicho y no siempre es necesario aplicarlos todos, dependiendo del tipo y estabilidad de la emulsión.

Las características más importantes que se deben tener en cuenta para caracterizar la emulsión son:

- ✓ Tamaño de las partículas.
- ✓ Tipo de emulsión.
- ✓ Resistencia de la película de emulsificante.



- ✓ Diferencia de densidades.
- ✓ Viscosidad de la fase continua.
- ✓ Porcentaje de fases.
- ✓ Respuesta a diferentes métodos de tratamiento.

TEORÍAS DE DEMULSIFICACIÓN

- ✓ Una teoría de demulsificación sugiere que el emulsificante es desactivado mediante la adición del demulsificante a través de la neutralización, cambio en el pH o pérdida de la solubilidad.
- ✓ Otra teoría es que el agente emulsionante está compuesto por cuerpos polares y funcionan por medio de cargas eléctricas. Cualquier distorsión de estas cargas mediante moléculas cargadas de electrones, romperá la acción del agente emulsificante
- ✓ Existen más teorías, pero la más aceptada es la del agente emulsificante, ya que se puede decir que esta teoría agrupa a las otras.

TRATAMIENTO DE EMULSIONES

El tratamiento de las emulsiones consiste principalmente en una adecuada o separación total de las fases, para dejar cada una en mejor condición de calidad, en cuanto a pureza de la misma se refiere. Para lograr este resultado final, es decir un crudo con un muy bajo BS&W (menor del 0.5%), o un agua con pocas ppm de aceite (menos de 10 ppm), se debe realizar una exhaustiva separación que en la mayoría de los casos involucra dos o más procesos y/o principios de separación, lo que dificulta la operación y eleva los costos.

A continuación, se presentará de manera resumida cada uno de los diferentes tratamientos utilizados en la industria, pero más adelante se hablará de cada uno de ellos de una forma más amplia.

TRATAMIENTO TÉRMICO, básicamente consiste en incrementar la temperatura de la emulsión, para facilitar su separación, por medio de los siguientes efectos:

- ✓ Incrementa el movimiento y frecuencia de colisión o choque de las gotas
- ✓ Incrementa la diferencia de densidades
- ✓ Reduce la viscosidad del petróleo
- ✓ Incrementa la velocidad de asentamiento de las gotas de agua
- ✓ Promueve la coalescencia



CURSO DE FACILIDADES DE SUPERFICIE
CONVENIO SENA-ECOPETROL SA.



- ✓ Es un tratamiento costoso, ya que disminuye el valor del petróleo (por pérdidas de livianos, pérdida de gravedad API, pérdida de volúmenes y el incremento del consumo de combustible).

TRATAMIENTO ELÉCTRICO: su principio de operación consiste en crear un campo eléctrico, para cambiarle la polaridad a una parte de la emulsión, para aumentar la atracción entre las partículas y así romperla. Una de sus grandes virtudes es que trabaja a menores temperaturas que el tratamiento térmico, teniendo como consecuencia que minimiza las pérdidas de volátiles, resultando en menor volumen perdido y mejor gravedad API, pero se incrementan los costos por el consumo de energía eléctrica, su efecto es:

- ✓ Polarizar las gotas con cargas inducidas en la superficie de las gotas.
- ✓ Deformar las figuras esféricas de las gotas a forma elíptica
- ✓ Incrementar la distorsión en el área superficial interrumpiendo la película interfacial,

Todo lo anterior dá como resultado una mejor coalescencia.

TRATAMIENTO MECÁNICO: Es un tratamiento que se caracteriza porque su acción desemulsificante es inducida por el uso de equipos mecánicos que usan uno o más principios físicos para el rompimiento de la emulsión. En la industria petrolera, básicamente existen 4 aparatos mecánicos usados para el asentamiento del agua y separación del crudo:

- ✓ Tanques de asentamiento
- ✓ Piscinas o fosas de asentamiento
- ✓ Gunbarrel o wash Tank (Tanques de lavado)
- ✓ Free Water Knock Out (FWKO)

TRATAMIENTO QUÍMICO: Es quizás el tratamiento que más se utiliza en la industria petrolera, para el rompimiento de emulsiones, ya que su principio de acción es bastante sencillo, consiste en la aplicación de agentes químicos demulsificantes que atacan a las sustancias que favorecen o inducen a la formación o estabilidad de la emulsión. Además presenta grandes ventajas en cuanto a su versatilidad y facilidad de aplicación, bajo costo de instalación de equipos, procesos sencillos y deshidratación sencilla pero resulta costoso, cuando los consumos de producto químico son altos.

El éxito del tratamiento del petróleo emulsionado depende de:

- ✓ Adecuada cantidad del químico más eficiente



CURSO DE FACILIDADES DE SUPERFICIE
CONVENIO SENA- ECOPETROL SA.



- ✓ Suficiente agitación para permitir una buena mezcla del químico con la emulsión
- ✓ Cuando fuere necesario, se debe aplicar calentamiento para facilitar el rompimiento de la emulsión
- ✓ Disponer del suficiente tiempo para permitir el asentamiento del agua liberada
- ✓ Adecuado manejo y separación de gas antes del asentamiento



Foto N°4. Sistema de inyección de químicos

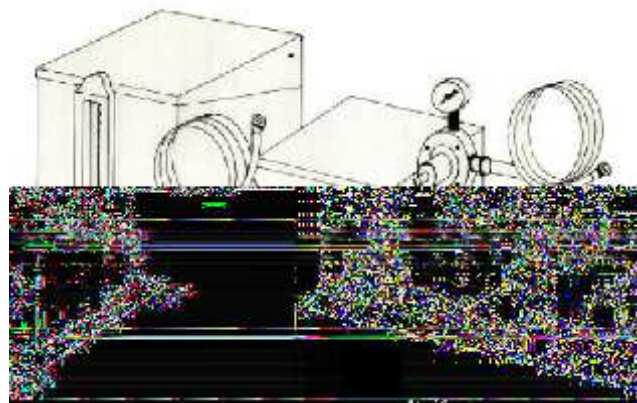


Figura N°18. Bomba TXT.



✓ Foto N°5. Sistema de inyección de químicos

EQUIPOS DE CAMPO USADOS PARA EL TRATAMIENTO DE EMULSIONES.

1. Separadores
2. Free water Knock outs
3. Tanques de asentamiento (Settling Tanks)
4. Gun Barrels (Tanques de lavado)
5. Heater Treaters (Tratadores térmicos)
6. Chemelectrics (tratadores electrostáticos)
7. Desalting Units (Unidades de desalado)

SEPARADORES BIFÁSICOS Y TRIFÁSICOS

Como ya se habló sobre los separadores en forma amplia, acá solo se mencionará la acción de ellos para la separación y tratamiento de la emulsión:



CURSO DE FACILIDADES DE SUPERFICIE
CONVENIO SENA-ECOPETROL SA.



- ✓ Separación del gas natural de los líquidos producidos
- ✓ Combinación de: Gravedad, tiempo, procesos mecánicos y ocasionalmente químicos
- ✓ El tamaño depende del flujo del gas natural o líquidos dentro del separador
- ✓ Tienen varios diseños: vertical, horizontal y esféricos
- ✓ La mayoría son bifásicos: usados para separar gas y líquidos
- ✓ Trifásicos: separan el gas natural, hidrocarburos líquidos y agua libre
- ✓ Las presiones de operación de los separadores dependen de la presión de flujo de los pozos y la presión de operación deseada por el operador entre otras.

FREE WATER KNOCK OUTS

Son básicamente separadores trifásicos especializados para el manejo de grandes volúmenes de agua libre.

- ✓ Usado para separar el gas y agua libre del petróleo emulsionado
- ✓ El diseño puede ser horizontal o vertical, pero el más utilizado es el horizontal.
- ✓ El tamaño depende del tiempo de retención deseado y del volumen del fluido a tratar
- ✓ Los métodos usados para la separación son: tiempo, gravedad, mecánicos y algunas veces químico
- ✓ Cuando el calentamiento tiene que ser usado para romper la emulsión, se ahorra mucho combustible con el uso de los FWKO

TANQUES DE ASENTAMIENTO (Settling Tanks)

- ✓ Usado en muchos campos productores de petróleo, viejos o maduros.
- ✓ La emulsión entra al tanque y es distribuida hacia el fondo del mismo a través de un distribuidor de flujo.
- ✓ El petróleo limpio fluye hacia la parte superior y el agua se queda en la parte inferior
- ✓ Las fracciones livianas del petróleo producido tienden a escapar disminuyendo la gravedad y el volumen del petróleo
- ✓ Nunca se selecciona un tanque de asentamiento cuando prima el factor económico



GUN BARRELS O WASH TANK (Tanques de lavado)

- ✓ La emulsión asciende a través de la zona de agua que ayuda a la coalescencia de las gotas y permite suficiente tiempo de retención para que las fases se separen
- ✓ El petróleo limpio, el gas y el agua salen por sus respectivas tuberías.
- ✓ Utiliza dispositivos internos, mecánicos (distribuidores de flujo, flautas, gorros chinos, entre otros) que facilitan o ayudan a la separación de las fases.

HEATERS TREATERS (Tratadores térmicos)

- ✓ Usualmente combinan métodos térmicos, gravitacionales, mecánicos y químicos para romper la emulsión
- ✓ El diseño puede ser horizontal o vertical
- ✓ El tamaño depende de la cantidad de fluido a tratar
- ✓ La emulsión entra a través de un intercambiador de calor y pasa a un tubo conductor
- ✓ El agua libre cae al fondo, la emulsión fluye hacia arriba y horizontalmente dentro de una segunda sección de la vasija donde el agua se separa de la emulsión y cae al fondo
- ✓ El aceite limpio se remueve a través de su salida en la parte superior.

CHEMICALS O ELECTROSTATIC TREATER (tratadores electrostáticos)

La configuración del tratador térmico electrostático es igual a la del tratador térmico convencional, solo que en este caso se instalan dos electrodos paralelos en la sección de coalescencia dentro de los cuales se origina el campo eléctrico de alto voltaje y a través del cual se hace pasar la emulsión que está siendo tratada, sobre la coalescencia electrostática en el tratamiento de crudo.

El tratador térmico electrostático es primordialmente eficiente en la reducción de contenido de agua y salinidad por debajo de 0.5% y salinidades por debajo de 20Lbs/1000Bbl de aceite; su utilización cobra especial interés en campos donde la deshidratación es difícil, y seguramente no es posible alcanzar los límites requeridos para la entrega del crudo al oleoducto y posterior refinación, en lo referente al BSW y contenido salino.



Foto N°6. Un tratador térmico horizontal

- ✓ El sistema eléctrico consiste en un transformador y dos electrodos en forma de parrillas que están ubicados en la zona de coalescencia
- ✓ Con unidades electrostáticas es posible usar menores temperaturas de tratamiento que con otros tipos de tratadores.

DESALTING UNITS (Unidades de desalado)

- ✓ Son usadas donde las salmueras fuertes (alta salinidad) son producidas conjuntamente con el petróleo
- ✓ Funcionan usando agua de lavado (agua fresca), para que el agua que pase con el crudo tenga una baja concentración de sal, para facilitar la desalación
- ✓ Generalmente usan precipitación electrostática. El voltaje aplicado entre electrodos es de 2000 a 4000 voltios/pulgada. La fuente de energía es de 220-440 voltios y el voltaje final es de 13000 a 35000 voltios
- ✓ El porcentaje de agua debe ser suficiente para asegurar contacto con impurezas insolubles en petróleo, principalmente sal y obtener una densidad óptima de gotas (gotas por unidad de volumen) en el campo eléctrico



TRATAMIENTO TÉRMICO

El calentamiento de la emulsión se realiza en recipientes conocidos como calentadores o tratadores. El aplicar temperatura a la emulsión tiene los siguientes beneficios, entre otros:

- ✓ Debilitar la película de emulsificante.
- ✓ Aumentar el movimiento Browniano de las partículas de la fase dispersa, lo cual implica mayor número de choques incrementando la posibilidad de coalescencia.
- ✓ Disminuir la viscosidad de la fase continua y, si ésta es aceite, su densidad baja, lo cual implica una disminución en la capacidad para mantener en suspensión las gotas de agua.

CALENTADORES

En el calentador la mezcla entra fría y sale caliente hacia un recipiente donde se le permite estar en reposo para que las fases se separen; en el calentador existe rompimiento de la emulsión pero no separación de fases. Es decir, en el calentador no se realiza la coalescencia ni el asentamiento.

Los calentadores pueden ser directos o indirectos, en el primer caso el calor para calentar la emulsión es generado en el mismo recipiente y se hace un calentamiento directo; en el segundo caso el calor o no es generado en el calentador o si es generado en éste, pero el calentamiento no es directo sino que es a través de un fluido que sirve como medio de transporte para el calor.

El calentador directo, se conoce como tubular porque el fluido va a través del serpentín el cual está rodeado por la llama producida por los quemadores y los gases producidos por la combustión que salen por la chimenea. Estos calentadores generalmente trabajan con gas como combustible pero también pueden trabajar con combustible líquido. El serpentín mientras mayor número de vueltas tenga, mayor cantidad de



calor se podrá transmitir al fluido porque el área de contacto es mayor. Al entrar la mezcla fría por la parte superior, el calentamiento o la transferencia de calor, se hace progresivamente.

En un calentador indirecto; el calentamiento se hace por medio de un fluido caliente, es decir en este tipo de calentador solo ocurre intercambio de calor. El fluido que se va a calentar viaja a través de los tubos internos del calentador, los cuales están rodeados por el fluido de calentamiento el cual puede ser un líquido caliente o, lo más común, vapor de agua. Al salir el fluido de calentamiento del calentador es llevado al sitio donde se le aplica calor para calentarlo y recircularlo nuevamente al intercambiador (calentador). Un calentador indirecto, dependiendo del tamaño, puede manejar cantidades grandes de fluido, pero el calentamiento no es tan eficiente y además hay más oportunidad de pérdidas de calor, generalmente se usan cuando se tienen emulsiones débiles o inestables, también cuando hay más soporte de tratamiento, como lo es un tanque de lavado o de asentamiento..

TRATADORES TERMICOS

LOS TRATADORES TÉRMICOS, según su posición, pueden ser: Horizontales o Verticales

Verticales: Es el equipo más sencillo para este tipo de tratamiento. El caudal entra por la parte lateral superior a la sección de separación primaria o de gas, en la cual se debe tener especial cuidado de que su capacidad sea la adecuada para manejar todo el gas asociado con la producción de entrada. Si la producción proviene de un separador gas/líquido, seguramente la capacidad de esta sección será relativamente pequeña y viceversa. El diseño de esta sección debe ajustarse a estos requerimientos.

El líquido fluye a través de un bajante hasta el distribuidor de flujo, localizado en el fondo del tratador, el cual está ubicado por debajo de la interfase de la emulsión.

Si el tratador recibe la producción de un separador de agua libre, seguramente esta sección será pequeña; pero si por el contrario, el caudal total del líquido producido para ser tratado es grande, esta sección deberá diseñarse con la capacidad o tiempo de residencia suficiente para alcanzar la recolección y asentamiento de toda el agua,



CURSO DE FACILIDADES DE SUPERFICIE
CONVENIO SENA-ECOPETROL SA.



tanto la libre, como la separada de la emulsión, para efectos de optimizar la transferencia de calor y no copar la capacidad del tratador.

El aceite y la emulsión ascienden alrededor del tubo de fuego, donde se recibe el calentamiento requerido para romper la emulsión. El caudal sigue ascendiendo y pasa a la sección de coalescencia, donde el agua que proviene de la sección coalescente se precipita al fondo del recipiente.

El aceite continúa su acenso y llega hasta la cámara de aceite y luego se descarga a través de la válvula que mantiene el nivel de aceite constante. En este momento y sitio, el aceite debe reunir los requerimientos de crudo limpio (BS&W menor de 0.5% y sal menor de 20PTB) para ser enviado a la refinería, a través del correspondiente oleoducto, en lo referente al contenido de agua y salinidad.

Cualquier cantidad de gas obtenida por el calentamiento o por liberación de gas asociado, pasa a través del igualador de presiones, luego pasa por el extractor de niebla y se descarga mediante la operación de la válvula controladora de presión.

El nivel de aceite se controla mediante un control de nivel convencional y la válvula de descarga de aceite o válvula de control de nivel.

El control de la interfase de aceite/agua se mantiene por medio de un controlador de nivel tipo interfase o mediante una bota de agua externa.

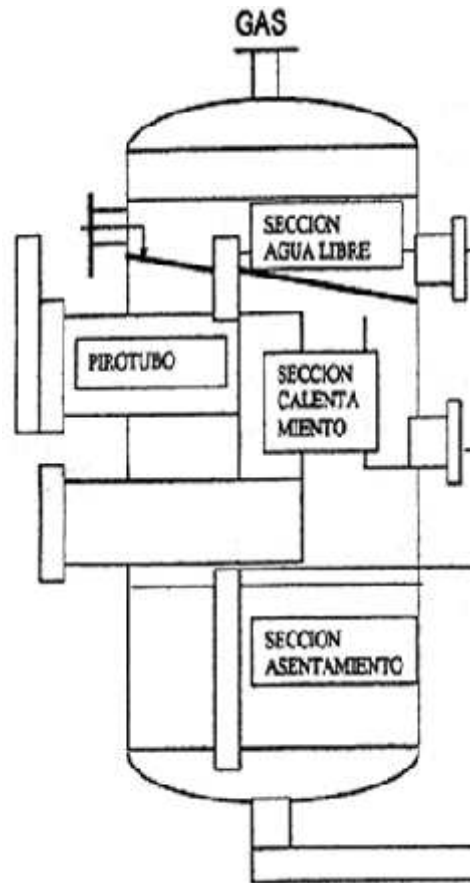


Figura N°19. Foto y Diagrama de un Tratador Térmico.

Horizontales: Es el equipo más ampliamente utilizado para tratamiento de crudo, especialmente para caudales altos.

El caudal de producción, proviene del separador, entra por la sección frontal superior del recipiente por donde se libera el gas que eventualmente pueda traer.

El líquido cae alrededor y por la parte externa de la lamina deflectora, hasta un nivel ubicado levemente por debajo de la interfase, donde el aceite es lavado y separada el agua libre.

El aceite y la emulsión ascienden alrededor del tubo de fuego donde recibe la transferencia de calor, para luego caer en la cámara de reposo,



después fluyen a través del distribuidor de flujo localizado en la parte inferior de la sección de coalescencia, la cual es completamente empaquetada. En esta sección, las gotas de agua presentes coalescen y se precipitan al fondo del recipiente; en este momento, el caudal de aceite debe quedar completamente limpio, libre de agua, o con mínimos porcentajes de BSW, del orden de 0.5% o menor.

El aceite tratado y limpio es recolectado en la parte superior del recipiente, diseñado para mantener uniforme el flujo vertical de aceite. Las gotas de agua, que han chocado y formado otras de mayor tamaño se precipitan al fondo del recipiente en dirección contraria al flujo de la fase continua de aceite.

La interfase agua/aceite tanto en la sección de calentamiento como de la coalescencia se controlan mediante un control de nivel tipo interfase y su correspondiente válvula de descarga de agua.

Un control de nivel convencional, junto con la válvula de descarga de aceite mantienen regulado el nivel de aceite en la cámara de reposo y el flujo de salida para mantener condiciones de empaquetamiento.

La sección de entrada o primera sección del recipiente debe ser diseñada para manejar un adecuado asentamiento del agua libre, así como también para el calentamiento de la emulsión. La longitud de la sección de calentamiento se calcula en función de la longitud del tubo de fuego.

En el diseño de la sección de coalescencia debe considerarse un tipo de residencia adecuado para lograr la coalescencia de las pequeñas gotas de agua presente y luego, permitir su correspondiente asentamiento. Preferiblemente este tiempo de retención (T_R) se determina mediante pruebas de laboratorio.

OPERACIONES DE RUTINA

- ✓ Chequee si el control de temperatura, está operando la válvula de control de combustible dentro de los límites permisibles.
- ✓ Observe que el nivel de fluido del tratador esté dentro de los límites de operación
- ✓ Observar la llama (forma y color) y ajustar la entrada de aire si es necesario.



CURSO DE FACILIDADES DE SUPERFICIE
CONVENIO SENA- ECOPETROL SA.



- ✓ Chequear que no haya escapes en el sistema de combustible.
- ✓ Verificar que los gases que salen por la chimenea no tengan aspecto de humo.
- ✓ Chequear la temperatura de salida de los gases por la chimenea.
- ✓ Chequear que no haya escapes de fluidos provenientes del tratador.

MANTENIMIENTO DE TRATADORES

Mantenimiento Correctivo, éste se debe realizar cuando:

- ✓ Se daña la vasija y se debe sacar de servicio.
- ✓ El estado mecánico nulo evite el ingreso de fuente de energía, gas o crudo
- ✓ Alguna pieza de la vasija se tiene que intervenir para hacerle mantenimiento
- ✓ Se necesita un permiso de trabajo para establecer dichas tareas

Mantenimiento preventivo:

- ✓ Se hace a diario mediante la inspección rutinaria que hace el supervisor teniendo en cuenta todos los indicadores (nivel, flujo, etc) de la vasija .
- ✓ Establecer frecuencias de hacer aperturas de las válvulas de desagüe para retirar los sedimentos.
- ✓ Revisar que no sean atacados por la corrosión, esto se hace constantemente
- ✓ Se debe revisar la pintura.
- ✓ Para la fabricación de estos, se deben hacer pruebas de resistividad, hermeticidad (neumáticas o hidráulicas
- ✓ Pruebas no destructivas como radiografía de soldadura.

FORMA DE SACAR DE SERVICIO EL TRATADOR

Se realiza de la siguiente forma:



CURSO DE FACILIDADES DE SUPERFICIE
CONVENIO SENA- ECOPETROL SA.



- ✓ Cierre la válvula en la línea del combustible antes del regulador de presión y deje que el combustible en el pirotubo, después del regulador se consuma completamente.
- ✓ Cuando se apague la llama, cierre las válvulas en las líneas al piloto y al quemador principal.
- ✓ Si no se tiene otro tratador, se envía la producción directamente de los separadores a los tanques de almacenamiento.
- ✓ Se cierran las válvulas de entrada al tratador, salidas del crudo del tratador y drenaje de agua.
- ✓ Se drena a las teas la presión del tratador.

TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PETROLEO

Son recipientes que se utilizan para almacenar líquidos o gases. Con el objetivo de contener y proteger el producto de contaminaciones tales como materias extrañas o aguas lluvias. En los Tanques se almacenan, fiscalizan y miden los fluidos producto de la producción de una batería; además proporciona al crudo un tiempo de retención suficiente para separar por gravedad el agua que aún permanece después del tratamiento. El crudo es enviado por medio de bombas hacia la unidad LACT y de ahí a las bombas principales del oleoducto.

Bajo condiciones normales de operación, se debe contar con un arreglo de tanques, de tal forma que uno entregue el crudo al oleoducto; un segundo reciba la producción y un tercero se encuentre disponible.

Los tanques para almacenar productos derivados son de capacidad y forma variable, dependiendo del volumen del producto manejado y de la presión de vapor o volatilidad del mismo. Así, que un tanque para propano o butano es una esfera, uno para gasolina liviana es cilíndrico con techo flotante, para gasolina pesada es cilíndrico de techo cónico con respiradero o válvula de respiración o vacío y para cualquier otro producto más pesado es de techo cónico con o sin membrana, también con respiradero o válvula de respiración o vacío. Para cualquier otro producto aún más pesado, será de techo cónico con respiradero de hongo abierto.



Facilidades donde son requeridos

Debe haber tanques para almacenamiento de crudo en las siguientes partes:

- ✓ Baterías o facilidad de producción.
- ✓ Estación principal de oleoducto.
- ✓ Estaciones auxiliares del oleoducto (opcionales).
- ✓ Estación terminal del oleoducto.
- ✓ Refinerías.
- ✓ Plantas procesadoras (petroquímicas).

Capacidad de almacenamiento

Por razones de seguridad debe haber suficiente capacidad de almacenamiento para afrontar una eventual emergencia por rotura del oleoducto o daños en las estaciones de bombeo, o bloqueo del mismo por acciones de la insurgencia. Como mínimo debe tener una capacidad de 3 a 5 veces la producción diaria del campo, con lo cual se dará un margen de 3 a 5 días para su respectiva reparación.

En la facilidad de producción se utilizan tanques de 1.000, 2.000, 5.000, 10.000, 20.000, 50.000 Bbls, o mayores, según sea la producción diaria del campo. La distribución de tanques en la batería debe involucrar la disponibilidad de diferentes tanques: de recibo, de reposo y entrega, operaciones realizadas en el manejo de la producción diaria de crudo. Además, debe disponerse de uno o dos tanques para la prueba de pozos.

En la estación principal o inicial y la terminal del oleoducto, se utilizan tanques de gran capacidad: 50.000, 80.000, 100.000, 250.000 barriles o más, de acuerdo al manejo de la producción y de la capacidad de almacenamiento que se planea.

CLASES DE TANQUES

TANQUES CON TECHO CÓNICO.



Se usan generalmente para almacenar crudos o productos que tengan una presión de vapor relativamente baja, es decir, aquellos que no tienen tendencia a producir vapores a la temperatura ambiente.

TANQUES DE FONDO Y TAPA, CÓNCAVOS.

Se emplean generalmente para el almacenamiento de productos con una presión de vapor relativamente alta, es decir, con una tendencia a producir vapores a temperatura ambiente.

TANQUES CON TECHO FLOTANTE.

En su construcción se asemejan a los de techo cónico con la diferencia que su tapa superior o techo flota sobre el fluido almacenado, desplazándose verticalmente de acuerdo al nivel. Dentro de sus ventajas es que disminuye las pérdidas por evaporación y no generan electricidad estática.

TANQUES DE TECHO CÓNICO CON MEMBRANA FLOTANTE.

Con el objeto de minimizar las pérdidas por evaporación a los tanques de techo cónico se les coloca una membrana flotante en la parte inferior del techo del tanque, diseñada y construida de tal forma que flote sobre el fluido almacenado.

TANQUES ESFÉRICOS.

Se usan generalmente para almacenar productos con una presión de vapor bastante alta como el propano (LPG) y los butanos.

TANQUES DE ALMACENAMIENTO (stock tanks): usados para almacenar crudo de calidad aceptable en la refinería.

TANQUES DE PRUEBA (test tanks): aquellos en los cuales se recibe la producción del pozo que está en prueba.

TANQUES DE LAVADO (Wash-tank): aquellos en los cuales se recibe la mezcla de agua y aceite para dejarla allí en reposo y permitir la separación de las fases.



FWKO (Free Water Knock Out) cuando las fases de la mezcla no han estado ni están emulsionadas, las fases se separan por gravedad. Existe un tipo de FWKO conocido como "FLOW SPLITTER- FWKO" que además de retirar el agua libre distribuye el flujo de la emulsión hacia varios recipientes y es muy útil cuando la cantidad a tratar no se puede manejar en un solo tratador.

GUN BARRELS, más conocidos como tanques de lavado, a ellos va la mezcla cuyas fases han estado emulsionadas y han sido sometidas a algún tipo de tratamiento para separarlas, en estos tanques se deja la mezcla en reposo para obtener la separación final de las fases; algunas veces los tanques tienen dispositivos internos para ayudar a romper la emulsión.

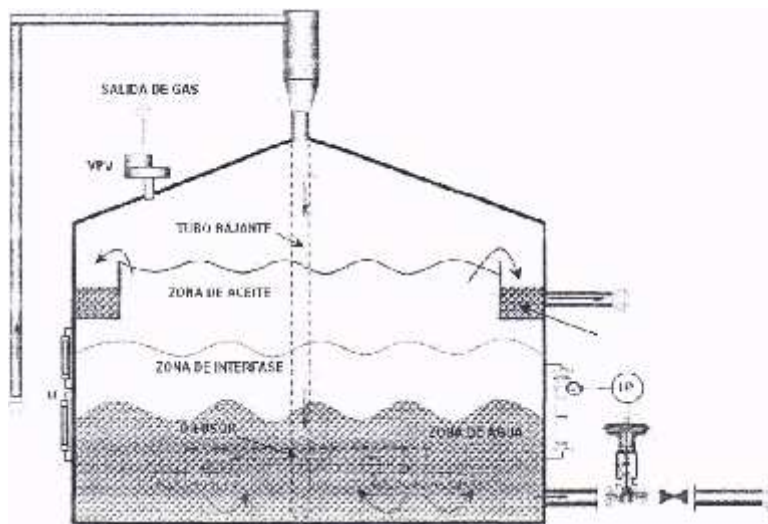


Figura N° 20 Diagrama de un Gun Barrel



CURSO DE FACILIDADES DE SUPERFICIE
CONVENIO SENA- ECOPETROL SA.



Foto N°7. Gun Barrel



TANQUES de ACERO

Los cuales pueden ser remachados, atornillados y soldados, cabe anotar que en la actualidad las normas API y las facilidades tanto en construcción como en mantenimiento exigen que los tanques deben ser soldados, ya no es exclusividad solo de la alta capacidad. Sin embargo en las diferentes baterías, aun se encuentran tanques atornillados, ya que no justifica sacarlos de servicio, mientras conserven su integridad física.



Foto N°8. Tanque de almacenamiento, hecho de acero.



Foto N°9. Sistema de tanques de almacenamiento, en acero

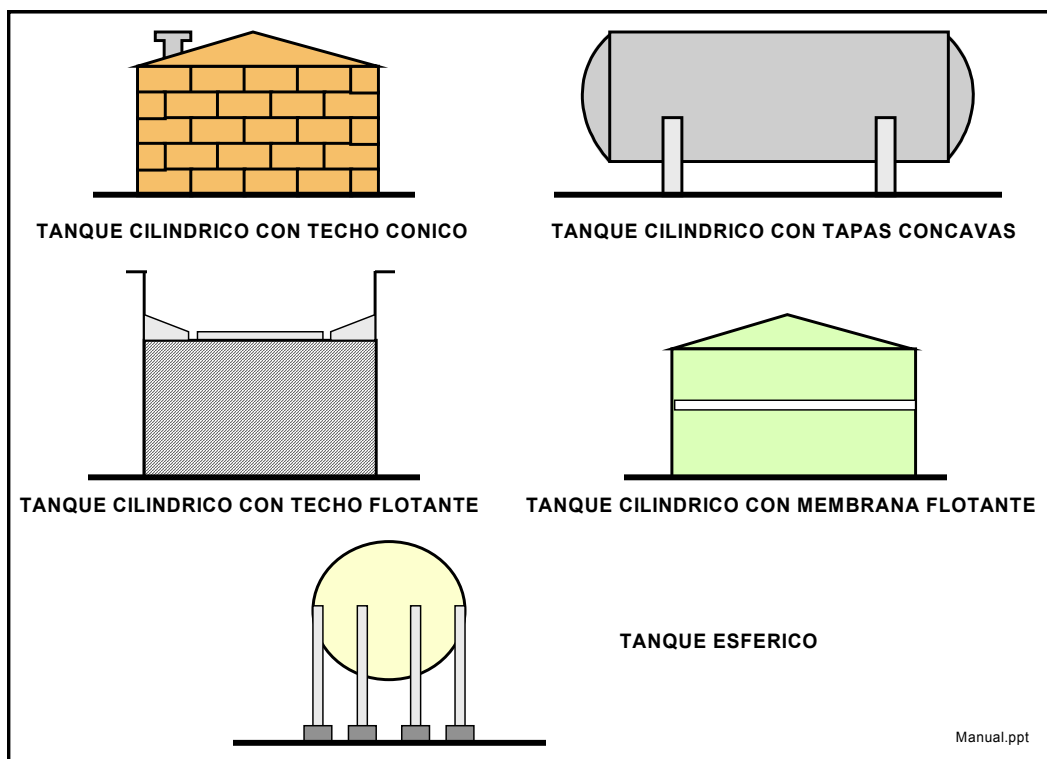


Figura N° 21 Clases de tanques



NORMAS DE SEGURIDAD

En cuanto a las normas de seguridad, se deben tener en cuenta las siguientes, además de todas las posibles que se puedan observar, ya que los fluidos almacenados son de alta peligrosidad, para la vida de las personas, para el medio ambiente y para los equipos.

- a. Peligro por Electricidad Estática, con el objeto de eliminar los riesgos por acumulación de electricidad estática, debe mantenerse siempre un contacto directo con las escaleras al llegar al tope del tanque, y antes de abrir la escotilla de medición creando así un polo a tierra. Además, durante la medición, debe mantenerse un contacto entre la cinta de medición y la boquilla, por lo menos hasta que la plomada entre en contacto con el líquido. Siempre se debe medir con cinta que tenga conexión de polo a tierra.
- b. **Nunca** debe medirse un tanque durante una tormenta eléctrica.
- c. Debe evitarse la *inhalación de gases* que salen del tanque mientras la boquilla de medición está abierta, manteniendo una posición adecuada en relación con la dirección del viento; si hay gases tóxicos debe emplearse máscara adecuada.
- d. Antes de las medidas tanto iniciales como finales de un tanque, las válvulas de recibo y entrega de éste, deben estar cerradas, para prevenir pases o desplazamiento de productos hacia otros tanques o sistemas.
- e. En tanques de techo cónico, debe evitarse la medición con más de dos personas sobre el techo. Si ello fuera inevitable el número de personas debe estar lo más cerca del borde, donde hay mayor resistencia a los esfuerzos y se tiene la baranda de seguridad.
- f. En el momento de la construcción de los tanques se debe tener en cuenta la dirección del viento, para colocar las escotillas de medición con la orientación adecuada.



- g. Las medidas de tanques deben tomarse tan pronto como sea posible después de una operación de recibo o entrega. Sin embargo, debe permitirse tiempo suficiente para decantación, expulsión de aire, etc. después que el tanque haya terminado su operación.

Puede resultar un incremento considerable en el volumen de un tanque a causa de la inclusión de burbujas de aire, causadas tanto por inyección del mismo para agitación, como para efectos de bombeo durante operaciones de recibo, especialmente en productos tales como Combustóleo

Por esta razón, en cada localización, dependiendo de la operación, el tipo de producto, los volúmenes trasegados, se establecerá un tiempo mínimo de reposo, después de operaciones que hayan podido introducir aire en el tanque.

En todos los casos el tanque no deberá medirse mientras haya evidencia de expulsión de aire, que se nota por la presencia de burbujas que se rompen en la superficie del aceite.

- h. Las cintas torcidas o que han sido reparadas no deben emplearse para la medición. La plomada deberá reemplazarse cuando el desgaste u otra distorsión en cualquiera de sus partes excedan de 1 mm. Mediante el uso del calibrador de cintas verifique la exactitud de la pesa para determinar el estado del ojo de la argolla.

Es importante resaltar que la plomada debe ser construida en un material que no produzca generación de chispa (*bronce*).

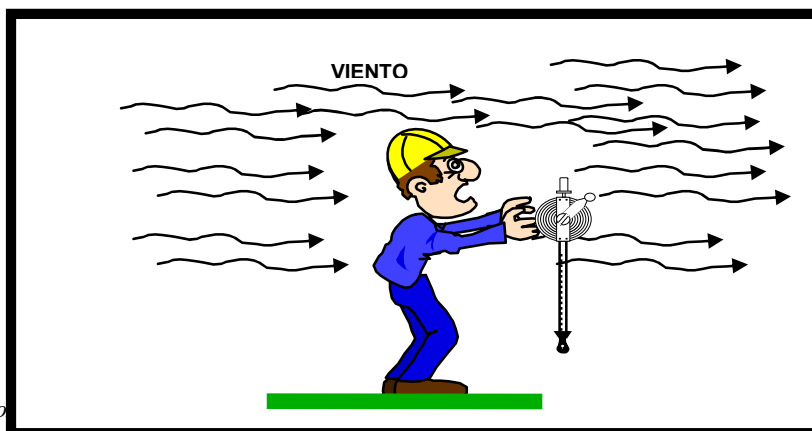




Figura N° 22 Orientación de la escotilla de medición

TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Almacenamiento de Crudo:

Para conocer el número de tanques que deben ir en la estación de recolección es necesario saber el caudal de fluido a almacenar en estos, el cual es estimado de la siguiente forma:

$$Q = Q_o + Q_{WE}$$

Para el cálculo del caudal de agua emulsionada en los casos más críticos, se debe tener en cuenta que el petróleo va a llegar con un BSW menor a 0.5%.

$$Q_{WE} = \frac{q_o * BSW}{1 - BSW}$$

En condiciones normales la capacidad de almacenamiento del tanque es de tres a cinco veces el caudal de aceite.

$$V_{alm} = 4 Q$$

Cabe aclarar que generalmente los tanques no deben estar totalmente llenos, por lo cual se dice que la capacidad nominal de estos es del 80% del almacenamiento del volumen total.

La altura de los tanques si no es especificada se puede calcular conociendo la siguiente relación:

$$V_{TK} = \frac{V_{alm}}{0.8} \quad \begin{array}{l} 1 \text{ cm} \rightarrow 50 \text{ bbl} \\ X \text{ cm} \rightarrow V_{TK} \end{array}$$

La altura estimada debe ser convertida en unidades de campo (ft).



El diámetro de los tanques se puede estimar mediante la siguiente expresión:

Despejando el diámetro se obtiene que:

$$V_{TK} = \frac{\pi \phi^2 * h}{4} \quad \phi = \sqrt{\frac{4 * V_{TK}}{\pi h}}$$

Se debe tener en cuenta que la altura máxima de un tanque de almacenamiento no debe exceder los 32 ft, ni mayor a la altura de los Gun Barrel.

En la ubicación es importante saber la distancia mínima requerida entre estos, la cual se puede calcular así:

$$D \text{ min} = \frac{\phi_{TK1} + \phi_{TK2}}{2}$$

El dimensionamiento de otros tanques, como los de prueba y almacenamiento de agua se realiza de forma similar al dimensionamiento de los tanques de almacenamiento.

SKIMMING TANK O DESNATADOR

El tanque desnatador es el puente existente en una estación entre el sistema de inyección y los fluidos producidos, es de vital importancia ya que recolecta el agua de producción que posteriormente será tratada.

El proceso es bastante simple pues el tanque en su interior consta de accesorios, los cuales proporcionan tiempo de separación por diferencia de densidades del crudo presente en el agua, cuando el crudo se ha separado es recuperado por rebose y posteriormente recirculado en el sistema según su calidad. Los "skimmers" pueden ser presurizados (sistema cerrado) o a presión atmosférica (sistema abierto), pueden ser horizontales o verticales.

Se utilizan los recipientes desnatadores presurizados cuando se necesita transferir el caudal tratado a un recipiente o equipo con diferencia de nivel (más alto), para posterior tratamiento, o cuando se presenta arrastre de gas en el líquido. También cuando se tiene planeada la reinyección de las aguas residuales, esto último para prevenir la entrada de oxígeno al sistema.



Se utilizan los skimmers tipo vertical cuando es necesario manejar arenas o sólidos provenientes de la formación productora, y además, cuando se presentan problemas de turbulencia en la producción.

En los skimmers horizontales a presión atmosférica se pueden instalar baffles o tabiques divisorios para manejar la separación agua-aceite y además, para homogenizar el flujo horizontal y reducir el fenómeno del corto circuito.

Los skimmers tipo horizontal son más eficientes que los verticales.

PARÁMETROS TEORICOS SOBRE LOS DESNATADORES

Tiempo de residencia para los desnatadores "skimmers"

A todos los tanques desnatadores se les debe dar un tiempo de residencia entre 10 y 30 minutos para asegurar que no hay problemas de turbulencia y alcanzar la coalescencia de las gotas de aceite y asegurar su ascenso a la superficie del líquido. Los skimmers horizontales con altos tiempos de residencia requieren la distancia de tabiques divisorios para distribuir el caudal y además, eliminar el fenómeno de corto circuito.

Tamaño de la gota de aceite para el desnatador primario de skimmers

Como se vió anteriormente, el tamaño de la gota de aceite es función de la caída de presión a través del sistema. Antes de entrar al tanque desnatador y de la concentración de aceite presente en el agua residual.

Para propósitos de diseño se puede asumir el tamaño de las gotas de aceite máximo entre 250 y 500 micrones, en ausencia de esta información, pero preferiblemente se debe procurar la obtención de la misma por medio de pruebas de laboratorio.

IMPORTANTE: Para todos los skimmers, la longitud efectiva del recipiente (L_{eff}) se puede asumir en 75% de la longitud costura-costura (L_{ss}) o longitud total.

Para el dimensionamiento de cualquier tipo de desnatador se debe considerar el caudal máximo de agua que se producirá en el campo

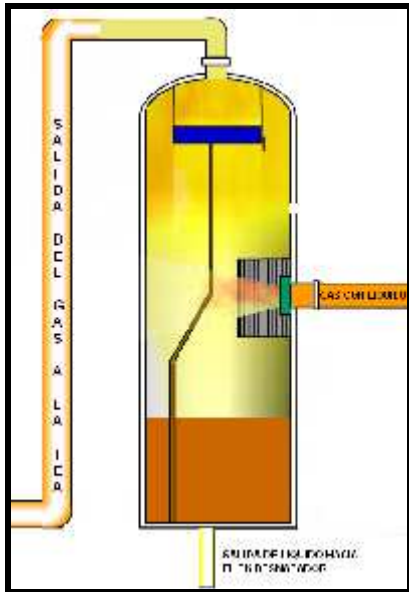


CURSO DE FACILIDADES DE SUPERFICIE
CONVENIO SENA-ECOPETROL SA.



durante su vida activa. Un yacimiento que produce por el mecanismo de empuje de agua puede producir casi sin declinar su caudal de fluido (aceite + agua), pero progresivamente podría ir aumentando el corte de agua hasta el límite cercano al 100% de la producción. En este momento, el caudal de agua (BWPD) se podría aproximar al caudal total de fluido (BFPD), siendo éste el parámetro que se aplicará para el diseño de un skimmer o unidad de tratamiento de agua residual, ya sea en la etapa primaria o secundaria. En algunos casos, cuando el empuje de agua es muy activo, el caudal máximo de agua puede superar el caudal máximo de líquido total.

SCRUBBER O KNOCKOUT



Figuras N° 23 y 24 Scrubber o knockout

Es una vasija diseñada para el manejo de caudales de fluido cuya relación gas-líquido es alta. Generalmente el líquido entra mezclado en el gas o fluye libre a lo largo de las paredes de la tubería. Usualmente estos recipientes tienen una pequeña sección de recolección de líquidos. El uso de estos recipientes depende de las condiciones, las cuales son variables. Los separadores de gas normalmente son llamados Scrubber, knockouts, líneas de goteo y decantadores.

Los scrubbers o depuradores de gas son un ejemplo de un separador vertical. Esta clase de separador vertical posee las siguientes características:

- ✓ No requiere un volumen significativo de retención de líquido.
- ✓ El nivel líquido responde rápidamente cuando es superado el nivel por encima de lo normal activando una alarma de cierre o entrada.
- ✓ El separador ocupa un volumen pequeño de espacio dentro de la batería o sitio de instalación.



CURSO DE FACILIDADES DE SUPERFICIE
CONVENIO SENA- ECOPETROL SA.



$$2 \leq \frac{L}{d_{scrubber}} \leq 3$$



BOMBAS DE TRANSFERENCIA DE CRUDO A LA ESTACION DE BOMBEO



Foto N°10. Sistema de bombas de transferencia

Preferiblemente las bombas de transferencia deben ser accionadas con motor eléctrico, a prueba de explosión, adecuada para transferir o transportar el crudo producido, tratado y almacenado diariamente en la facilidad de producción, hasta la estación de bombeo principal, en períodos de tiempo cortos (6, 8, 12 horas/día). Esto quiere decir que la capacidad de la bomba debe ser dos, tres ó cuatro veces mayor que la producción diaria de aceite producido en el campo correspondiente.

$$Q_{TRANSFERENCIA} = Q_o * \frac{1}{t}$$

Donde:

Q_o = caudal de aceite (BOPD).

t = tiempo de duración de bombeo (6,8,12 horas/día).

Generalmente se utilizan bombas de tipo centrífugo y debe tener su correspondiente bomba auxiliar o de "stand-by". La presión de operación es función del tamaño y longitud de la línea de transferencia, así como del caudal y viscosidad del crudo.

Debe estar ajustada a la temperatura propia del crudo y a las características de corrosión del fluido que se va a manejar.



La actividad de transferencia de crudo requiere la atención permanente del operador de la batería.

MUROS DE CONTENCIÓN O DE CONTRAINCENDIO

Los tanques de almacenamiento de crudo deben estar rodeados de muros, construidos especialmente para controlar una eventual emergencia de derrame de crudo.

Debe tener la suficiente capacidad para almacenar todo el crudo recolectado en dichos tanques. El diseño se hace asumiendo que todos los tanques de la facilidad están llenos, incluyendo un factor de 1.5, como medida de seguridad, por lo cual se puede decir que:

$$V_M = 1.5 V_{TK}$$

La altura estándar de los muros debe ser máximo de 5 pies, luego el área del muro se estima de la siguiente forma:

$$A_M = \frac{V_M}{h_M}$$

La longitud de los muros puede ser estimada mediante la siguiente expresión:

$$L_M = \sqrt{A_M}$$

Los muros de contención se pueden diseñar bajo dos puntos de vista:

- Que rodeen a cada tanque individualmente que es lo más deseable, además es lo exigido actualmente por las normas de seguridad y diseño.
- Que rodeen a todo el conjunto de tanques instalados en la batería, (siempre y cuando sean tanques instalados con anterioridad a la emisión de la norma y que sea excesivamente costoso su traslado o distanciamiento, para cumplir los estándares).



Los muros deben estar debidamente impermeabilizados para evitar infiltraciones que puedan ser fuentes de contaminación. Las normas ambientales los consideran como de obligatoria implementación donde existan tanques de almacenamiento de crudo, como en facilidades de producción, estaciones de bombeo, y terminales de oleoductos; refinerías, plantas petroquímicas, etc.

FISCALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

✓ **Definición**

Corresponde a la medición de la producción diaria de crudo o gas, debidamente tratada y limpia, según requerimientos de refinación o de venta. Se determina la cantidad de aceite o gas diario producido durante las últimas 24 horas, en presencia de un representante del Ministerio de Minas y Energía, quien certifica esta operación para propósitos de "regalías". También se determinan las características de la producción en lo referente a la calidad y contaminantes.

La operación de fiscalización puede efectuarse en la facilidad de producción o en la estación principal del oleoducto.

✓ **Características de la producción fiscalizada de petróleo crudo.**

Las características que debe tener el petróleo crudo producido y tratado para su entrega al oleoducto y posterior refinación, las pacta la compañía explotadora del campo con la empresa estatal, en el momento de fijar las condiciones para el contrato de suministro de petróleo y están relacionadas con el porcentaje de agua y sedimentos (BS&W) en el crudo, la salinidad del crudo y el contenido de azufre.

En Colombia, generalmente el crudo producido debe estar en los siguientes rangos:

- Porcentaje de agua y sedimentos, menor del 0.5%
- Salinidad entre 10 y 20 libras por cada 1000 barriles de crudo
- Gravedad °API, de acuerdo al campo
- Contenido de azufre. Tiene incidencia en el precio final, según la referencia de la canasta internacional.



✓ **Fiscalización manual de petróleo en tanques.**

En la facilidad de producción y en la estación principal del oleoducto se tienen tanques disponibles que diariamente reciben la producción de petróleo crudo tratado y limpio, hasta un determinado nivel de llenado, quedando listos para su correspondiente medición y fiscalización. También hay tanques cuya producción ya ha sido fiscalizada y que se encuentran entregando su producto al oleoducto.

Diariamente, el operador de la facilidad de producción, en presencia de un representante del Ministerio de Minas y Energía, procede a la operación de fiscalización, con preferencia en las horas de la mañana (6:00 AM), siendo ésta la hora cero. El operador mide el volumen de aceite (en barriles) producido y almacenado en los tanques durante las últimas 24 horas. Simultáneamente, procede a tomar una muestra compuesta de crudo de cada uno de los tanques que fueron medidos para su fiscalización.

A esta muestra de crudo se le realizan los siguientes análisis de laboratorio:

- Gravedad °API
- Contenido de agua en sedimentos (BS&W)
- Salinidad del crudo
- El contenido de azufre se realiza periódicamente y con menos frecuencia.

El resultado de la medición y de los análisis del crudo efectuados para cada uno de los tanques, es consignado en un formato especial que debe ser firmado por el operador y por el representante del Ministerio de Minas y Energía, como testimonio oficial de haber realizado la fiscalización correspondiente.

✓ **Fiscalización del petróleo crudo.**

Para propósitos de fiscalización, la medición de la producción de aceite diaria, puede efectuarse manualmente en los tanques de almacenamiento, o automáticamente, mediante la unidad LACT (léase



Automatic Custody Transfer), ya sea en la facilidad de producción o en la estación principal del oleoducto.

MEDICION DE RECIBO UNIDAD LACT (LEASE AUTOMATIC CUSTODY TRANSFER)

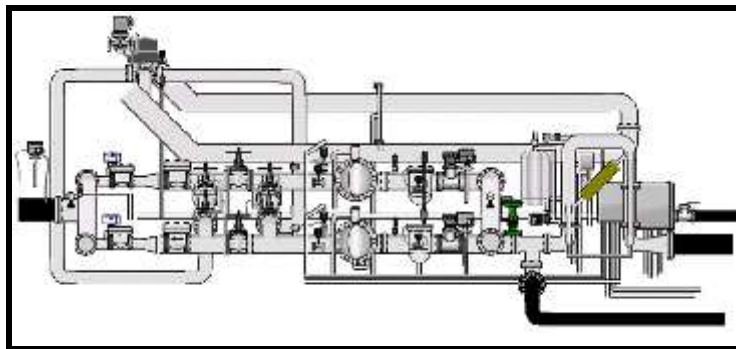


Figura N° 25 Unidad LACT

Las unidades LACT permiten transferir aceite crudo a un oleoducto de manera automática y de acuerdo a un plan acordado. Incluye la determinación automática de la cantidad y calidad del crudo y dispositivos de control y alarma que impiden el paso del crudo cuando no reúne los requisitos de calidad.

Las unidades LACT, son un sistema diseñado para transferir automáticamente y continúa el aceite crudo proveniente de la producción acumulada y que va a ser entregado al oleoducto. Manejando y transfiriendo un producto crudo con un mínimo de costo, con la seguridad necesaria y con las determinaciones requeridas para su contabilidad y fiscalización.

Tiene como funciones:

1. Realizar la medición del crudo que será entregado al oleoducto.
2. Enviar el producto al sistema de reciclo de la estación si éste no cumple con las especificaciones de venta requeridas (exceso de BS&W).



3. Despachar automáticamente el producto crudo que será entregado al comprador o al sistema de tratamiento.
4. Parar la transferencia a un nivel bajo predeterminado, y despachar automáticamente el producto crudo, que será entregado al comprador.
5. Medir con consistencia y seguridad la cantidad de producto crudo entregado al comprador.
6. Muestrear de una forma segura y representativa el producto transferido y almacenado, de manera que se minimicen los cambios en la calidad.
7. Monitorear la calidad del producto crudo y evitar que la transferencia llegue a estar contaminada y sea de baja calidad.

Las unidades LACT por sus características de diseño y operación, ofrecen beneficios tales como:

1. Reducción de costos de inversión en facilidades de almacenamiento.
2. Optimización de la exactitud de la medida.
3. Reducción de las pérdidas en los tanques debido a agentes atmosféricos.
4. Reducción en las operaciones manuales tales como manejo y medidas de tanques.
5. Incremento en la eficiencia de la operación y asistencia en la simplificación de los procedimientos contables.

Todos los componentes del sistema LACT requieren inspección y calibración periódica para garantizar una continua exactitud en la operación.

Las unidades LACT comprenden el siguiente equipo, bombas centrífugas, indicadores de presión, toma-muestras, purificador-colador, contadores (provistos de impresoras), probador de contadores.



✓ **Opciones para implementar en las unidades LACT**

Según las características de la producción a transferir y de la capacidad operativa y económica de la compañía operadora, la unidad se puede implementar con los siguientes elementos complementarios:

- Tramos (trenes) de medición múltiples.
- Alimentación eléctrica solar.
- Materiales especiales para productos corrosivos.
- Comunicaciones por radio, satélite o microondas.
- Componentes separados, portátiles o para instalación permanente.



Foto N°11. Componentes de la unidad LACT

La unidad está conformada básicamente por los siguientes elementos:

1. Bomba de carga y transferencia. Suministra la presión y el caudal requeridos para transferir el aceite producido al oleoducto. Se utilizan bombas de tipo centrífuga.
2. Eliminador de aire o de gas y filtro. Protege al medidor de la acción del aire o del gas y de los sedimentos sólidos que pueda traer el petróleo crudo.
3. Muestreador. Automáticamente, toma muestras de crudo de la línea, a intervalos constantes y las lleva a un pequeño tanque para posterior análisis en el laboratorio.



4. Monitor para el contenido de agua y sedimentos. Permanentemente analiza el contenido de agua y sedimentos con el propósito de verificar que el crudo cumple con las características de BS&W programadas.

5. Válvula desviadora del flujo de tres vías. Esta válvula opera en línea con el monitor de BS&W y se encarga de cambiar la dirección del flujo cuando el contenido de agua y sedimentos está por encima de las especificaciones programadas. Esta producción de crudo sucio es llevada a un tanque de transferencia; de este tanque esta producción es llevada al tratador térmico para repetir el correspondiente tratamiento.

6. Medidores de volumen de aceite. Normalmente, se utilizan medidores de desplazamiento positivo o de turbina, los cuales se encargan de medir directamente el volumen del crudo limpio en barriles, que se ha desplazado a través de la unidad LACT.

7. Calibrador del medidor. Este elemento se encarga de calibrar la precisión de los medidores del flujo de crudo. Utiliza un sistema de calibración que puede estar integrado a la unidad.

8. Compensador automático de temperatura. Este dispositivo se encarga de corregir los volúmenes de aceite que pasan a través del medidor por efecto expansivo de la temperatura, para llevarlos a las condiciones estándar de 60°F.

9. Válvula de contrapresión. Se instala aguas debajo de la unidad y su propósito es el de controlar el flujo de aceite para mantener contra presión en la unidad y en el probador del medidor.

10. Válvula cheque. También se instala aguas abajo de la unidad y controla el contraflujo que se pueda originar desde la línea del oleoducto.

11. Panel de control computarizado. Este elemento electrónico controla la operación de la unidad y permite ejercer el control del caudal, presión, contenido de agua y sedimentos; volúmenes diarios, acumulados mensuales y anuales de aceite bombeados a través de la unidad.

✓ **Operación de fiscalización del crudo medido en la unidad LACT**



CURSO DE FACILIDADES DE SUPERFICIE
CONVENIO SENA- ECOPETROL SA.



Como en el caso de la fiscalización que se efectúa manualmente con cinta metálica en los tanques de almacenamiento, la fiscalización del crudo producido y transferido, debe realizarse en presencia de un representante del Ministerio de Minas y Energía. Mediante las lecturas directas en el medidor, se contabiliza la producción de aceite limpio en barriles que han pasado a través de la unidad LACT durante las últimas 24 horas, partiendo de la hora cero.

Además, toma la muestra compuesta del crudo que se ha recolectado en el muestreador durante las últimas 24 horas para realizar los correspondientes análisis. Los resultados de esta medición y del análisis de crudo, deben ser registrados en formato especial, el cual debe ser firmado por los representantes de las dos partes:

- El operador de la compañía Operadora.
- El representante del Ministerio de Minas y Energía.

SISTEMAS DE CONTRAINCENDIO

Toda facilidad donde exista almacenamiento de crudo debe estar provista de un adecuado sistema para combatir cualquier emergencia de incendio que se pueda presentar.



Foto N°12. Sistema contra incendio

El sistema global está constituido por los siguientes elementos:

*Elaborado por: Ervin Aranda Aranda, 2010
Ingeniero de Petróleos, UIS*



Sistema de agua

Su función principal es la de servir como sistema de refrigeración o enfriamiento. Cuando esté en operación, en el caso de incendio de uno de los tanques, forma una especie de muro refrigerante que aísla a los tanques aledaños de la acción radiante del fuego.

Características del sistema de agua

- ✓ Suficiente capacidad de almacenamiento de agua: tanques, lagos, etc. Debe suministrar agua hasta apagar el incendio.
- ✓ Debe operar automáticamente: tan pronto se active un hidrante, el sistema debe operar de inmediato.
- ✓ Suficientes fuentes proveedoras de agua: pozo de agua, quebradas, ríos, etc.
- ✓ Suficientes hidrantes debidamente localizados, preferiblemente entre tanques.
- ✓ Equipo de bombeo de agua a los hidrantes, el cual debe tener una bomba principal operada eléctricamente, y una bomba auxiliar operada con diesel para el caso de falla eléctrica. La bomba debe abastecer todos los hidrantes.
- ✓ Las líneas tanto de agua como de espuma junto con los respectivos hidrantes y aspersores que rodean los tanques, pueden estar localizados preferiblemente sobre el muro de contención. Las líneas, preferiblemente empotradas en el muro.

Sistema de espuma

Se utiliza para apagar el incendio producido por hidrocarburos.

Características del sistema de espuma. El sistema de espuma debe tener las siguientes características:

- ✓ Automático: Debe operar inmediatamente se active un aspersor de espuma.
- ✓ Suficiente capacidad generadora de espuma para abastecer todos los aspersores distribuidos en el área.



CURSO DE FACILIDADES DE SUPERFICIE
CONVENIO SENA- ECOPETROL SA.



- ✓ Presión suficiente para abastecer los aspersores.
- ✓ Suficientes aspersores, debidamente ubicados, preferiblemente frente a cada tanque.
- ✓ Los aspersores, ubicados preferiblemente sobre el muro de contención.
- ✓ En tanques de techo flotante, se instalan aspersores ubicados en el tope de las láminas superiores, cubriendo toda el área interna del mismo.

Extintores

Todo tipo de facilidad donde se manejen hidrocarburos debe estar provisto de suficientes extintores. En la batería de producción, estos equipos deben estar localizados en los diferentes sitios donde eventualmente se pudiera presentar un incendio.

Debe haber extintores de agua y de polvo químico seco, con suficiente capacidad para afrontar una emergencia. Las unidades de polvo químico seco vienen con diferentes capacidades: 100, 150, 300, 500 y 1000 Lbs, acoplados en carretes móviles y con mangueras de longitud adecuada y fácilmente manejables.



Foto N°13. Extintores



Camión contraincendios (carro de bomberos)

En todo campo petrolero o de gas, refinería o planta petroquímica, como mínimo debe disponerse de un camión contraincendios, lo mismo que de varias cuadrillas conformadas con personal directivo, técnico y operativo, debidamente entrenados para operarlo en cualquier emergencia.

CASETA DEL OPERADOR

La caseta del operador estará distribuida en tres áreas principales:

- ✓ Área del laboratorio.
- ✓ Área de alarmas, controles y comunicaciones.
- ✓ Área del vestier, comedor y baños para el personal operativo de la facilidad de producción.

En la caseta del operador deben tenerse disponibles, entre otros, los siguientes elementos:

- Tablero de control, con sus correspondientes alarmas y dispositivos que controlen la operación de los equipos y elementos de la facilidad de producción.
- Equipos y elementos para efectuar los análisis de crudos:
 - a. Equipos para análisis de BS&W: Baño maría, centrífuga, unidad "Karl Fischer", tubos de centrífuga para análisis (100, 50, 25 y 10 cc).
 - b. Equipos para análisis de salinidad: convencionales y electrónicos, incluyendo reactivos.
 - c. Elementos para análisis de gravedad API.
 - d. Tomamuestras de crudo (ladrón).
 - e. Cintas medidoras de niveles de crudo en tanques de almacenamiento.



f. Suficientes diluyentes de crudo: xileno, tolueno, etc.

- Eficiente sistema de comunicación: radio para contactarse oportunamente con las diferentes secciones del campo: administrativas, técnicas y operacionales.
- Alarma general de emergencias, con sus correspondientes codificaciones.
- Oficina para llevar registros de control y análisis de las condiciones operacionales de todos los equipos.

COMPRESORES DE AIRE

Deben ser diseñados de suficiente capacidad de compresión para suministrar el aire requerido para operar los controles neumáticos instalados en todos los equipos de la facilidad de producción. El diseño está basado en un inventario o balance que se hace de los requerimientos, de acuerdo al consumo o suministro de aire necesario en cada uno de los controles.

Este balance suministra la información requerida para el cálculo de la capacidad del compresor adicionando un factor de seguridad. Se debe disponer de una unidad "stand-by" o unidad individual, para efectos de reparación y mantenimiento.

SISTEMA DE ALARMA Y CONTROL EN LOS EQUIPOS

De acuerdo con su operación y función que desempeña, cada uno de los elementos de la facilidad de producción debe estar provisto de los adecuados dispositivos de control y de alarma. Entre los más utilizados están los siguientes:

- ✓ Sensor de alta presión (PSH).
- ✓ Sensor de baja presión (PSL).



CURSO DE FACILIDADES DE SUPERFICIE
CONVENIO SENA- ECOPETROL SA.



- ✓ Válvula de seguridad por presión (PSV).
- ✓ Sensor de alto nivel (LSH).
- ✓ Sensor de bajo nivel (LSL).
- ✓ Válvulas cheque (FSV).
- ✓ Sensor de alta temperatura (TSH).
- ✓ Detector de gas combustible.
- ✓ Detector de gases tóxicos.
- ✓ Sistemas de control remoto.

BIBLIOGRAFIA

Vera, William Javier, Trabajo de grado, Procedimientos en baterías de recolección, Ed. Universidad Surcolombiana, 2007, pág. 126

Manual de operación y procedimientos de la estación Cretáceos. ECOPETROL, 2005, pág. 133.

P. L. Moses, "Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems". JPT, July 1986, pág. 315

Arnold, Ken and Stewart, Maurice. Surface production operations. Design of oil handling system and facilities, Gulf publishing company, Houston, USA, 1986

Creus Sole, Antonio. Instrumentación Industrial. 6 Ed. Alfaomega, Barcelona. 1997

DEGREMONT de COLOMBIA, Manual de procedimientos del fabricante, pág. 230, 2002.

*Elaborado por: Ervin Aranda Aranda, 2010
Ingeniero de Petróleos, UIS*



CURSO DE FACILIDADES DE SUPERFICIE
CONVENIO SENA- ECOPETROL SA.



L'EAU CLAIRE. Catalogo del fabricante, pág. 102. 1998.

QUÍMICA NALCO de COLOMBIA SA. Visco Desemulsifiers Chemicals, 1994.

VELANDIA, Daniel. Facilidades de Producción. Bogotá, 2002.



CURSO DE FACILIDADES DE SUPERFICIE
CONVENIO SENA- ECOPETROL SA.



ANEXOS



ANEXO N° 1

DIMENSIONAMIENTO DE TRATADORES TERMICOS HORIZONTALES Y VERTICALES

Primero se hallan las ecuaciones de asentamiento:

La diferencia de gravedades especificas entre el agua dispersa y el aceite, es de suma importancia en el tratamiento térmico de emulsiones; en la misma forma, es importante la viscosidad del crudo el cual es función de la temperatura de tratamiento y de la calidad del crudo (gravedad API).

Tanto en los tratadores verticales como en los horizontales el flujo es vertical por lo que la velocidad de las gotas de agua hacia abajo deberá ser suficiente para contrarrestar la velocidad ascendente del aceite, o sea: $V_t = V_o$

Tratadores térmicos horizontales:

$$dxLeff = \frac{438 Q_L X \mu_o}{(\Delta SG)_{w/o} (dm)_w^2} =$$

Tratadores térmicos verticales:

$$d = 81.8 \left[\frac{Q_L X \mu_o}{(\Delta SG)_{w/o} (dm)_w^2} \right]^{1/2}$$

d = Diámetro del recipiente en pulgadas.

Leff = longitud efectiva de la sección de coalescencia, pies.

$(\Delta SG)_{w/o}$ = diferencia de gravedades especificas entre el agua y el aceite.



Q_L = caudal de liquido tratado, BFPD. (BOPD+BWPD)

μ_o = viscosidad de aceite, cp.

$(dm)_w$ = diámetro de la gota de agua, micrones.

✓ Ecuaciones de tiempo de residencia

La emulsión deberá ser sometida a una temperatura determinada, durante un tiempo específico para que se rompa la emulsión. Esta información se obtiene de pruebas de laboratorio (pruebas de botella), confirmadas con pruebas de campo. Como punto de partida se puede estimar el tiempo de residencia (T_R) en un rango de 20 a 30 minutos, dependiendo de las características de la emulsión y la calidad del crudo (API).

Tratadores térmicos horizontales

$$dx_{Leff} = \frac{Q_L x (T_R)_o}{1.05} =$$

Tratadores térmicos verticales

$$d^2 x h = \frac{Q_L x (T_R)_o}{0.12} =$$

$(TR)_o$ = tiempo de residencia en minutos.

h = altura de la sección de coalescencia, en pulgadas

Nota: la geometría del recipiente requerido depende de las propiedades del caudal a tratar. Es por esto que el tamaño del tratador, en función del tiempo de residencia, puede ser mayor que el obtenido en función de



CURSO DE FACILIDADES DE SUPERFICIE
CONVENIO SENA-ECOPETROL SA.



la ecuación de asentamiento. Se selecciona el mayor de los dos: el cálculo mediante la ecuación de asentamiento o el determinado con la ecuación el tiempo de residencia.



ANEXO N° 2.

TRATAMIENTO QUÍMICO

El tratamiento químico, es como se mencionó anteriormente, la adición de un producto químico que contrarresta o neutraliza la acción del agente emulsificante. Usualmente éste producto y la cantidad a aplicar se obtienen por pruebas de laboratorio y posteriormente confirmadas con pruebas de campo, las primeras se denominan pruebas de botella.

La acción del desemulsificante se ha tratado de explicar de varias maneras. Una dice que el desemulsificante es una sustancia que trata de formar una emulsión inversa a la existente bien sea afectando la tensión interfacial o presentando una tendencia de humectabilidad opuesta a la que muestra el emulsificante, al haber tendencia a formar emulsión de agua en aceite y a la vez de aceite en agua ambas tendencias se neutralizan y las fases se separan. Una segunda explicación de la acción del agente desemulsificante es que este actúa sobre la película que cubre las gotas de la fase dispersa debilitándola y al hacerlo las gotas se pueden unir lo cual lleva finalmente a que las fases se separen. Finalmente, se puede pensar que la acción del agente desemulsificante consiste en neutralizar las cargas eléctricas presentes en la superficie de las gotas de la fase dispersa que son las que impiden que estas se unan.

El éxito en el rompimiento de una emulsión por tratamiento químico consiste en seleccionar el desemulsificante apropiado y usarlo en la proporción adecuada. Existen en el mercado gran variedad de desemulsificante muchos de los cuales son el mismo compuesto químico pero con diferente nombre comercial dependiendo de la casa fabricante.

Los desemulsificantes son solubles en agua, y otros en petróleo y sus derivados: para aplicarlos se pueden utilizar puros o disueltos en agua, crudo, solventes o querosene.

La selección del desemulsificante y la cantidad adecuada de éste se realiza mediante una serie de pruebas en el laboratorio conocidas en conjunto como prueba de botella, con las cuales se analizan diferentes productos a diferentes concentraciones cada uno y se selecciona el que dé mejores resultados de rompimiento de la emulsión y la concentración óptima de este, al mínimo costo posible.



Para realizar la prueba de botella es importante tener en cuenta la forma como se toma la muestra de emulsión y la forma como se agrega el desemulsificante.

En cuanto a la muestra esta debe ser lo mas representativa y reciente posible y someterse a unas condiciones de agitación semejante a las reales.

El sitio de aplicación depende principalmente de las características de la emulsión y al elegirlo se debe tener presente:

- ✓ Se necesita agitación para que el desemulsificante se pueda mezclar íntimamente con la emulsión aunque la agitación no debe ser excesiva porque puede ocurrir que se presente la separación de fases y una nueva emulsificación.
- ✓ Si hay mucha agua libre es recomendable retirarla antes de agregar el desemulsificante, primero para una mejor eficiencia en la separación y segundo, para disminuir los costos, porque parte de él se puede disolver en el agua libre y disminuir el porcentaje que actúe para ayudar a romper la emulsión.
- ✓ Mientras mayor sea el tiempo de agitación mayor podrá ser el grado de emulsificación y por tanto para emulsiones muy duras una forma de acelerar la separación de fases seria agregando el desemulsificante tan pronto como se pueda.
- ✓ A mayor temperatura mejor será el efecto del desemulsificante y la temperatura disminuye desde el fondo del pozo hacia el separador, razón por la cual el químico debería aplicarse en el fondo del pozo o en su defecto en la cabeza del mismo, pero por cuestiones económicas y técnicas, solo se hace cuando es estrictamente necesario.

Teniendo en cuenta los aspectos anteriores se puede pensar que un sitio apropiado para agregar el desemulsificante seria en la línea de superficie lo mas cerca posible de la cabeza del pozo; si se trata de pozos con mucha agua libre se debe agregar en un punto después de que esta haya sido retirada de la mezcla, y cuando se trata de emulsiones muy duras se podría mejorar la separación agregando el surfactante en el fondo del pozo; algunas veces se puede agregar desemulsificante en los tanques pero esto normalmente ocurre cuando el tratamiento no ha dado buenos resultados y el crudo ha pasado con



bastante agua a los tanques; el sitio generalmente usado para agregar el desemulsificante es el múltiple.

El equipo de inyección es una bomba pequeña que puede ser operada por gas a presión, aire o eléctricamente; la bomba esta conectada al deposito del químico de donde lo succiona y lo descarga a la presión requerida para poderlo inyectar a la línea de fluido emulsionado. La rata de inyección se puede ajustar para Inyectar la cantidad adecuada y así evitar el desperdicio de surfactante, lo cual es importante ya que es bastante costoso, además de evitar una posible reemulsión.

Algunas veces para garantizar una mezcla intima entre el desemulsificante y la emulsión, especialmente cuando se prevea que no hay buena agitación a partir del punto donde se agrega el desemulsificante, se usa un dispositivo conocido como mezclador (Mixer) el cual ofrece restricciones al flujo y de esa manera genera turbulencia.

La inyección de desemulsificante se puede hacer continua o por baches, siendo el primer método el mas acostumbrado. La inyección por baches no es muy recomendada porque no hay suficiente agitación, no se puede garantizar una concentración uniforme y se puede presentar desperdicio del químico en caso de que las densidades de este y la emulsión sean bastantes diferentes y se pueda presentar fácilmente segregación. Hay, sin embargo, algunas situaciones en las cuales se necesita aplicar la inyección por baches por ejemplo, cuando se encuentra en el tanque de almacenamiento con agua emulsionada o cuando la producción es tan baja que no amerita inyección continua.

Finalmente, algunos aspectos adicionales que se deben tener en cuenta en la inyección de químico serian:

- ✓ Aunque en un momento determinado se haya encontrado un buen desemulsificante es importante hacer chequeos periódicos, pues las características de la emulsión y del mismo desemulsificante cambian con el tiempo.
- ✓ En general, mientras mayor sea la temperatura menor es el requerimiento de desemulsificante pero el ahorro que se puede tener puede ser inferior a las pérdidas que implica calentar demasiado el crudo.
- ✓ No hay una relación clara entre la efectividad de un desemulsificante y el tiempo de asentamiento requerido, muchas veces se puede encontrar crudo con agua libre en el tanque de almacenamiento lo



CURSO DE FACILIDADES DE SUPERFICIE
CONVENIO SENA- ECOPETROL SA.



cual quiere decir que el desemulsificante es efectivo pero hace falta tiempo de asentamiento. Si ocurre esto, se puede usar un desemulsificante de acción más rápida o calentar, si no son muy altas las pérdidas por evaporación.

Principales Ventajas del Tratamiento Químico:

- ✓ Bajo costo de instalación y operación
- ✓ Proceso y equipo sencillo
- ✓ Versátil. Se puede aplicar a procesos en grande y pequeña escala
- ✓ La calidad del crudo no se altera
- ✓ Separación rápida y efectiva



Foto N°1. Sistema de inyección de químicos



CURSO DE FACILIDADES DE SUPERFICIE
CONVENIO SENA- ECOPETROL SA.

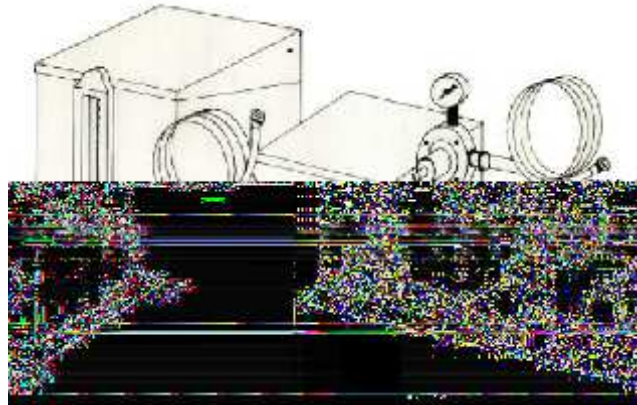


Figura N°1. Bomba TXT.



Foto N°2. Sistema de inyección de químicos



ANEXO N° 3.

DISEÑO DE UN SCRUBBER CUANDO SE DESCONOCE LA DENSIDAD DEL LIQUIDO.

Generalmente la densidad del líquido que entra al scrubber o depurador no se conoce, razón por la cual a continuación se describe el proceso mediante el cual se dimensiona el scrubber teniendo en cuenta la condición anteriormente mencionada.

Se debe calcular primero la rata o velocidad del volumen actual de flujo a presión y temperatura de operación:

$$acfs = \left(\frac{14.7}{520} \right) \left(\frac{T_o}{P_o} \right) = \langle ft^3 / s \rangle$$

To= temperatura de operación en °R.

Po= presión de operación (psia).

Luego se calcula el área transversal del scrubber mediante la siguiente ecuación:

$$A = \frac{acfs}{3627100} \left(\frac{T_o (SGg)}{P_o} \right)^{1/2}$$

Teniendo el área transversal de la vasija se halla el diámetro:

$$D = \left(\frac{A}{0.785} \right)^{1/2}$$

Los scrubber pueden tener alguna longitud o altura, pero es importante decir que la relación de la longitud costura-costura con el diámetro del separador, L/Dv, normalmente está en el rango de 2 a 5, pero se relacionan de la siguiente forma:

- Para un depurador vertical cuyo diámetro nominal sea menor a 30" la relación longitud-diámetro o de esbeltez será:

$$4 \leq \frac{L}{d_{scrubber}} \leq 5$$



CURSO DE FACILIDADES DE SUPERFICIE
CONVENIO SENA-ECOPETROL SA.



Luego la longitud del depurador

$$L = D * 5$$

Para un depurador vertical cuyo diámetro nominal sea mayor a 30" la relación longitud-diámetro o de esbeltez será:

$$2 \leq \frac{L}{d_{scrubber}} \leq 3$$

Luego la longitud del depurador

$$L = D * 3$$



CURSO DE FACILIDADES DE SUPERFICIE
CONVENIO SENA- ECOPETROL SA.



ANEXO N° 4.