

Pautas y parámetros a tener en cuenta

por Jorge E. González y Manuel Taboada Carballude
Compañía Naviera Pérez Companc

A lo largo del tiempo se han diseñado dentro de los tanques infinidad de disposiciones internas con el fin de aumentar su eficiencia, y es común, aún en la actualidad, que los distintos operadores continúen experimentando con nuevos diseños. La casi totalidad de estas experiencias se realizan en forma totalmente empírica y sin un análisis de proceso previo.

El trabajo "*Pautas y parámetros a tener en cuenta para el diseño de tanques deshidratadores*" que obtuvo mención especial en el 2° Simposio de Producción de Hidrocarburos y que hoy publicamos, está basado en el análisis de tanques en funcionamiento, delinea un procedimiento de cálculo y analiza la incidencia de las distintas variables sobre el comportamiento del tanque. El resultado permite seleccionar los valores más recomendables para las principales variables de proceso y las dimensiones del mismo.

Jorge Enrique González es Técnico Mecánico Nacional. Se desempeñó en Yacimientos Petrolíferos Fiscales desde 1964 hasta 1977 en distintos sectores participando en la totalidad de los proyectos de Recuperación Secundaria que realizó la empresa hasta su desvinculación. Desde 1977 y hasta la fecha desarrolla sus actividades en la Compañía Naviera Pérez Companc en el Departamento de Instalaciones de la Gerencia de Ingeniería, en el diseño de instalaciones de Tratamiento y Recolección de Hidrocarburos y Proyectos de Recuperación Secundaria.

En la actividad de docente, actualmente se desempeña como Jefe de Trabajos Prácticos en la cátedra de Producción de Petróleo II en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires.

Manuel Taboada Carballude es Técnico Mecánico Nacional. Se desempeñó en Yacimientos Petrolíferos Fiscales desde 1964 en tareas operativas referidas a la Explotación y Producción en el Yacimiento Santa Cruz Norte. En 1972 fue trasladado a la Sede Central en el Departamento de Producción, participando en el diseño de instalaciones de superficie. En 1977 ingresa a Astra CAPSA como Asistente de Instalaciones y desde 1978 se desempeña en la Compañía Naviera Pérez Companc en la Oficina de Proyectos de Instalaciones Industriales de la Gerencia de Ingeniería.

Para la elaboración de este procedimiento se reunió información de características de fluidos, condiciones de operación y diseño de internos de más de 70 tanques en operación.

En algunos casos no se pudo reunir la totalidad de la información u obtener datos de más de una condición de operación en un mismo tanque, pero la amplitud de lo obtenido permitió, conjuntamente con la bibliografía recopilada, elaborar un procedimiento de cálculo y comparar los resultados teóricos con los casos reales.

Posteriormente se fueron diseñando tanques en base a este procedimiento y comparando su comportamiento real con el previsto, obteniéndose en la actualidad, después de casi ocho años de iniciado el trabajo, una cuarta versión, vigente desde 1992, que arroja resultados confiables, verificando su comportamiento en el campo.

Lo antedicho no indica que el desarrollo esté concluido, sino que se ha alcanzado una maduración suficiente como para su utilización, y que es y será perfectible en la medida que se lo siga realimentando con información real de campo.

En las franjas extremas (caudales mayores a $10.000 \text{ m}^3/\text{d}$, muy altas viscosidades, mínimas diferencias de densidad entre agua y petróleo, etc.) se mantienen las correlaciones de cálculo ligeramente conservadoras, hasta tanto se pueda ajustar la incidencia de estos parámetros en base a un mayor número de datos.

La correlación inicial, obtenida a partir de la bibliografía existente, se fue ajus-

tando para que respondiera a mediciones reales para distintas condiciones de operación de otros yacimientos. Cada parámetro fue ajustado para que su incidencia individual no desbalanceara la tendencia del conjunto.

Si bien se analizaron distintos tipos de configuración de internos, el presente trabajo sólo analiza el de los tanques de flujo vertical en contracorriente, con distribución radial mediante platos, por no haberse profundizado aún lo suficiente en el estudio de otros tipos de internos como para permitir su generalización.

Dimensionamiento del Tanque Deshidratador

Para el dimensionamiento de un tanque deshidratador es necesario partir de una serie de datos, los que se pueden agrupar en cuatro rubros diferentes:

- Datos de Proceso:
 - Caudal a tratar - Temperaturas - % Emulsión
- Datos de Fluidos:
 - Densidades - Viscosidades
- Factores de Diseño:
 - Estabilizantes de la emulsión - Diseño de Internos adoptado
- Valores de Salida:
 - % de agua a la salida

Dentro de estos grupos hay parámetros que se pueden seleccionar libremente (temperatura de proceso, diseño de internos), algunos que son semi dependientes de los primeros (viscosidad) y otros que dependen del proceso (caudal a tratar, te-

• Caudal diario a tratar
(Fluido total - mínimo 50 - máximo 20.000)

$$Q_i = \quad (\text{m}^3/\text{d})$$

• Densidad del petróleo (relativa al agua) en función de la temperatura
(2 puntos de medición)

$$\begin{aligned} D_{O1} &= T_{O1} = \quad ^\circ\text{C} \\ D_{O2} &= T_{O2} = \quad ^\circ\text{C} \end{aligned}$$

• Viscosidad del petróleo (S.S.U) en función de la temperatura.
(3 puntos de medición)

$$\begin{aligned} V1 &= T_{V1} = \quad ^\circ\text{C} \\ V2 &= T_{V2} = \quad ^\circ\text{C} \\ V3 &= T_{V3} = \quad ^\circ\text{C} \end{aligned}$$

• Densidad del agua de formación relativa al agua
(2 puntos)

$$\begin{aligned} D_{A1} &= T_{A1} = \quad ^\circ\text{C} \\ D_{A2} &= T_{A2} = \quad ^\circ\text{C} \end{aligned}$$

• Porcentaje de agua de formación (Referido a Q_i)
(mínimo 5% - máximo 90%)

$$\text{PORIN} = \quad \%$$

• Porcentaje de agua emulsionada (Referido a Q_i)
(mínimo 2% - máximo 50%)

$$\text{POREM} = \quad \%$$

• Porcentaje de agua a la salida (Referido al caudal de salida del tanque deshidratador)
(mínimo 0,2% - máximo 20%)

$$\text{PORSAL} = \quad \%$$

• Porcentaje de agua de lavado (Referido a Q_i)
(mínimo 0% - máximo 20%)

$$\text{PORAL} = \quad \%$$

nidad de la emulsión, etc.).

Los datos a ingresar y los límites para los cuales el procedimiento ha sido verificado son los que figuran en el cuadro superior.

Influencia de la emulsión

En el proceso de extracción y transporte del crudo desde su ingreso en el fondo del pozo hasta el punto de tratamiento, indefectiblemente se producirá emulsificación parcial de los fluidos. Esta emulsificación dificultará el tratamiento, será agravada por la acción de agentes estabilizantes (bajo pH, arcillas en suspensión coloidal, gelificantes de fracturación, etc.) o mitigada por aditivación de ruptores de emulsión trabajando en las líneas de flujo. El factor empírico que la representa puede observarse en la siguiente tabla:

T2 Eficiencia de la Distribución (E_F ; adimensional) (Ver Figura 1)

1	Entrada con H de distribución y salida libre	0,3
2	Caño ranurado o agujereado transversal	0,4 a 0,55
3	Un nivel de plato central	0,4 a 0,55
4	H de distribución con cuatro platos a un mismo nivel	0,55 a 0,6
5	Un plato central y un anillo superior	0,65
6	H de distribución, anillo inferior y dos anillos superiores a igual nivel	0,7 a 0,85
7	Plato inferior y dos niveles de anillos	0,7 a 0,85
8	H de distribución - Anillo inferior y dos niveles de anillos	0,85 a 0,95

ño tal que permita su decantación. El tiempo de ascenso del crudo debe ser suficiente para posibilitar tal proceso.

La realidad indica que existen factores que modifican esta situación ideal, ya sea en forma favorable o desfavorable. El fluido que ingresa se compone de petró-

cará el porcentaje de la misma). El resto del agua libre, junto a la emulsión y el petróleo comenzará su ascenso dentro del tanque, aunque no utilizando la totalidad de la sección del mismo. Siempre quedarán espacios muertos, producto de la imposibilidad técnica de lograr una perfecta distribución, que no serán efectivos en el proceso. Es en este punto donde juega un papel muy importante el diseño de los sistemas internos del tanque. Un factor de valorización de la eficiencia de distintos tipos de internos se indican en la tabla 2.

Diámetro de gota a separar (Fig, micrones)

Si sobre una muestra de crudo, en condiciones reales de operación de campo, se dispone de un análisis de distribución de tamaño de gota, es posible calcular, para

un determinado porcentaje de agua de salida, el valor de corte del diámetro de gota, o sea, desde qué tamaño en adelante se deberán separar para que el remanente no supere el porcentaje de agua de salida. Este tamaño permitirá luego calcular la velocidad de decantación mínima y compararla con la velocidad ascensional dentro del tanque. Desgraciadamente, en la mayoría de los casos no se cuenta con este perfil de distribución (indicativo a su vez de la dureza de la emulsión), ya sea por carecer de la muestra, o por no ser ésta representativa de las condiciones para las cuales se desea diseñar el tanque.

En esta situación, para estimar el diámetro de corte, pueden utilizarse las curvas del Gráfico N°1.

Coefficiente de diseño total (C; adimensional):

El coeficiente de diseño total surge como el promedio de los coeficientes de porcentaje de agua de salida y del coeficiente de emulsión extraída.

Influencia del diseño interno

El principio de funcionamiento de los tanques deshidratadores de flujo ascendente se basa en la coalescencia de las gotas de agua en el interior de la masa del crudo que asciende en forma uniforme (a modo de tapón), hasta alcanzar un tama-

leo, petróleo emulsionado con agua, y en muchos casos (generalmente para altos porcentajes de agua), agua libre. Esta última no se incorpora totalmente al flujo ascendente, sino que parte de ella precipita directamente al fondo, siendo eliminada por las purgas, (más adelante se cuantifi-

T1 Factor de Emulsión (F_E ; adimensional)

1	Emulsiones estabilizadas por envejecimiento	1,5 a 4
2	Emulsiones muy duras o con agentes estabilizantes y batido enérgico	1,2 a 1,4
3	Emulsiones duras con agentes estabilizantes	1 a 1,2
4	Emulsiones normales, o duras con agentes tensoactivos trabajando en línea	0,8 a 1
5	Emulsiones blandas o normales con producto tensoactivo trabajando en línea	0,6 a 0,75
6	Emulsiones muy blandas	0,5

TAMAÑO DE GOTA A SEPARAR

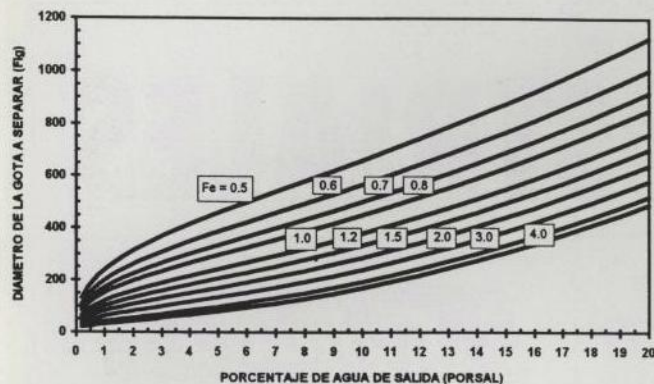


GRAFICO 1

COEFICIENTE DE PORCENTAJE DE AGUA DE SALIDA

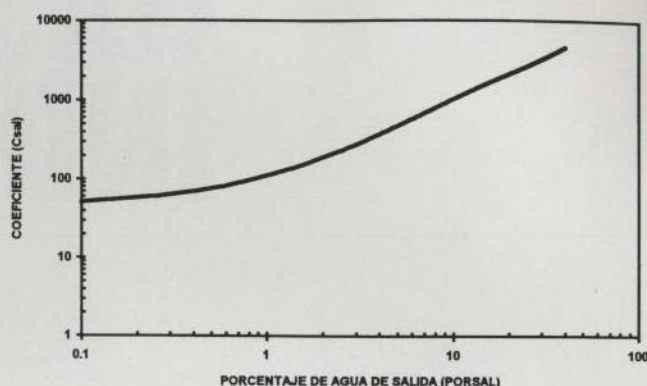


GRAFICO 2

$$C = \frac{1}{2} (C_{SAL} + C_{EMU}) \quad (1)$$

Coficiente de porcentaje de agua de salida (C_{SAL} ; adimensional):

Del Gráfico N°2 puede extraerse el valor de este coeficiente, que refleja la variación de la dificultad que tendrá el tratamiento en función del porcentaje de agua que se desea obtener al final del proceso.

Coficiente de emulsión extraída (C_{EMU} ; adimensional):

Primero deberá determinarse el volumen de agua emulsionada que ingresa al proceso:

$$Q_A = \frac{Q_i \times \text{POREM}}{100} \quad (\text{m}^3/\text{d}) \quad (2)$$

y el que egresa del mismo:

$$Q_s = \frac{Q_i(100 - \text{PORIN}) \times \text{PORSAL}}{100 \times (100 - \text{PORSAL})} \quad (\text{m}^3/\text{d}) \quad (3)$$

con lo que se puede calcular el porcentaje de emulsión extraída

$$\text{POREE} = \left(\frac{Q_A - Q_s}{Q_A} \right) \times 100 \quad (\%) \quad (4)$$

A este dato se lo debe afectar por el factor de emulsión:

$$\text{FEM} = \text{POREE} \times F_E \quad (\text{adimensional}) \quad (5)$$

y con este valor, mediante el Gráfico N°3, se obtiene el coeficiente de emulsión extraída, que representa la variación de la dificultad que tendrá el tratamiento en función de la cantidad y dureza de la emulsión a extraer.

Temperatura de tratamiento (TTR; °C)

Un punto muy importante a tener en cuenta es la temperatura de tratamiento. Esta puede ser prefijada u optimizada en función de las características del fluido

que ingresa. Si bien existen circunstancias que puedan indicar la conveniencia de prefijar una temperatura determinada (ahorro de calentamiento, aprovechamiento de la temperatura propia del fluido, etc.), deben ser analizadas las implicancias posteriores que esto puede acarrear.

Una baja temperatura implicará una baja velocidad de decantación, y consecuentemente, un tanque de mayores dimensiones, e incluso, en casos extremos, la imposibilidad de obtener a la salida los tenores de agua deseados. Por el contrario, una excesiva temperatura de tratamiento producirá por evaporación un elevado porcentaje de pérdida de livianos, con disminución no sólo del volumen de petróleo a la salida del proceso, sino también una degradación de la calidad del mismo.

Aun en el caso de que se desee fijar la temperatura de tratamiento, es conveniente calcular primero la optimizada y comparar la prefijada. Si ambas difieren substancialmente, se deberán analizar detenidamente las consecuencias. Desde el punto de vista del presente procedimiento, si se fija la temperatura, se deberán eliminar los pasos subsiguientes hasta llegar al cálculo de la temperatura de trabajo real, la que se tomará igual a la temperatura prefijada, prosiguiendo entonces normalmente el cálculo.

Primeramente se extraerá del Gráfico N° 4 una temperatura estimativa de tratamiento (TET, °C), la que luego será corregida para adaptarla a las condiciones reales del fluido. Este valor corresponde a la temperatura de tratamiento óptima, para un crudo tipo de determinadas viscosidad y diferencia de densidad agua - petróleo. A continuación se determinarán las densidades del agua de formación, agua de lavado (si es el caso), mezclas de aguas (ídem párrafo anterior), y petróleo, todas a la temperatura estimativa de tratamiento.

Para el agua de formación:

$$\text{DATET} = \left[(\text{TET} - T_{A1}) \times \frac{D_{A2} - D_{A1}}{T_{A2} - T_{A1}} \right] + D_{A1} \quad (6)$$

Para el agua de lavado:

$$\text{DALTET} = [(\text{TET} - 20) \times (-0,000273)] + 0,998 \quad (7)$$

Para la mezcla de las aguas:

$$\text{DAMTET} = \frac{\text{PORIN} \times \text{DATET} + \text{PORSAL} \times \text{DALTET}}{\text{PORIN} + \text{PORSAL}} \quad (8)$$

Para el petróleo:

$$\text{DOTET} = \left[(\text{TET} - T_{O1}) \times \frac{D_{O2} - D_{O1}}{T_{O2} - T_{O1}} \right] + D_{O1} \quad (9)$$

También deberá determinarse la viscosidad del crudo a esta temperatura. Esto puede ser efectuado mediante fórmulas o bien sobre una carta ASTM D 341, interpolando sobre la gráfica. Esta viscosidad deberá ser convertida a centipoises y se adoptará:

$$\begin{aligned} \text{Si } VTETC &\geq 1 \\ VTETC &= VTETC \\ \text{Si } VTETC &< 1 \\ VTETC &= 1 \end{aligned}$$

El coeficiente de corrección de la temperatura estimada de tratamiento se determina de la siguiente manera:

$$J = \frac{\sqrt{VTETC}}{(\text{DAMTET} - \text{DOTET})} \quad (\text{adimensional}) \quad (10)$$

$$KT = \sqrt[5.2]{\frac{J}{42}} \quad (\text{adimensional}) \quad (11)$$

Para, finalmente, calcular la temperatura de trabajo real o temperatura óptima de tratamiento:

$$\text{TTR} = \text{TET} \times KT \quad (12)$$

Si se optó por fijar directamente la temperatura, la misma será TTR y se proseguirá normalmente con el cálculo.

COEFICIENTE DE EMULSION

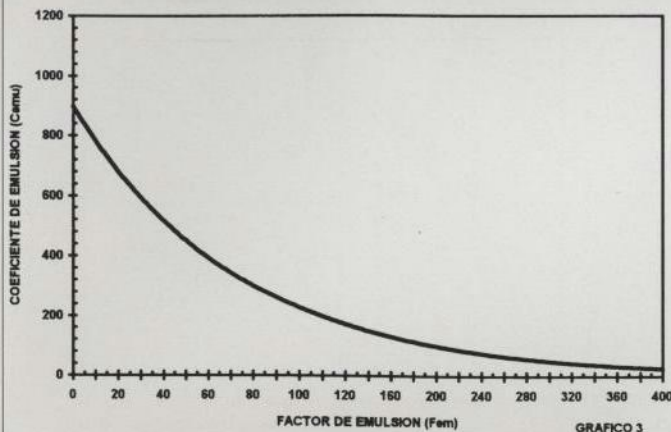


GRAFICO 3

Característica de los fluidos a temperatura de tratamiento

Las densidades y viscosidades de los fluidos a la temperatura de tratamiento se obtendrán utilizando las mismas fórmulas enumeradas como (6), (7), (8) y (9) en las que se reemplazará TET por TTR, obteniéndose los nuevos valores:

DATTR = Densidad del agua de formación a temperatura de trabajo
 DALTTR = Densidad del agua de lavado a temperatura de trabajo
 DAMTTR = Densidad de la mezcla de aguas a temperatura de trabajo
 DOTTR = Densidad del petróleo a temperatura de trabajo
 VTTR = Viscosidad del petróleo a temperatura de trabajo
 VTTRC = Valor anterior en centipoises

Caudal real a tratar (Q_R , m^3/d)

Como se comentó anteriormente, no toda el agua que ingresa al tanque deshidratador se incorpora efectivamente a la corriente ascendente, sino que aproximadamente un 40% del agua libre se purga en forma inmediata, sin llegar a sobrepasar el nivel de los difusores o platos distribuidores.

Asimismo, en caso de que se esté agregando agua dulce para producir la desalinización del crudo, hay que adicionar este volumen al fluido total a procesar. La correlación que nos da este valor es:

$$Q_n = Q \times \left\{ \left(1 + \frac{PORAL}{100} \right) - \left[0,4 \times \left(\frac{PORIN - POREM}{100} \right) \right] \right\} \quad (13)$$

Velocidad de decantación de la gota de agua (V_d , m/h)

De acuerdo con la ley de STOKES, la velocidad con la cual decantará una gota de agua, del diámetro determinado mediante el ensayo de distribución del tamaño de gota o del Gráfico N°1 (Fig.), será:

$$V_d = \frac{1,96 \times (Fig)^2 \times (DAMTTR - DOTTR)}{1.000 \times VTTRC} \quad (14)$$

Eficiencia de la distribución (EFR, adimensional)

Como se comentó al analizar la influencia del diseño interno, la distribu-

TEMPERATURA ESTIMATIVA DE TRATAMIENTO

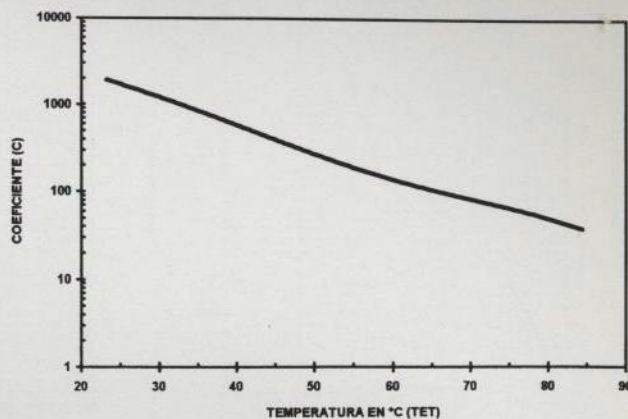


GRAFICO 4

ción del fluido en el interior del tanque nunca es perfecta, y hay diversos factores que modifican, positiva o negativamente, esta situación. A los factores ya enunciados, como tipo de internos, disminución de caudal por purga directa, se deben agregar otros como el efecto de la viscosidad del crudo y del caudal a tratar. En principio se parte de la premisa de que el tanque está técnicamente bien construido, o sea que con el llenado no se producen deformaciones o asentamientos diferenciales que a su vez provoquen desnivelación en los distribuidores, creando caminos preferenciales (canalizaciones) para los fluidos. Una diferencia de hasta 1 cm entre dos valles cualesquiera de los faldones de un plato de distribución se considera como construcción esmerada. Asimismo, se asume que tendrá revestimiento térmico lateral, a fin de impedir la formación de corrientes convectivas en su interior, como consecuencia de diferencias de temperatura entre periferia y nú-

REDUZCA SUS COSTOS DE IMPORTACION SIN REDUCIR SU EFICIENCIA

Pónganos a prueba, envíenos sus pedidos de cotización
y a la brevedad podrá comparar.

Maquinarias - Repuestos - Materias Primas - Insumos - Seguridad Industrial

PROAMER TRADING CORPORATION

Agentes de Compra Industrial

2150 Coral Way, Suite 3C - Miami, FL 33145 - U.S.A.

Tel.(305) 854-8528 / Fax.(305) 858-6131 - Desde U.S.A. (800) 991AMER (2637)

Tel. en Argentina (01) 795-4966

VARIACION DE LA EFICIENCIA DE DISTRIBUCION POR VISCOSIDAD

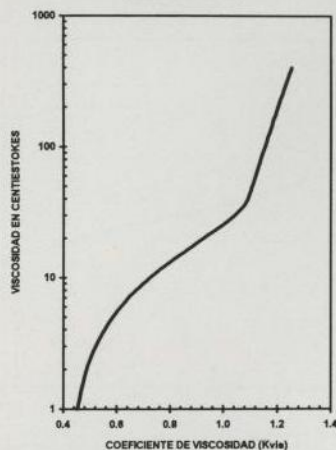


GRAFICO 5

VARIACION DE LA EFICIENCIA DE DISTRIBUCION POR CAUDAL A TRATAR

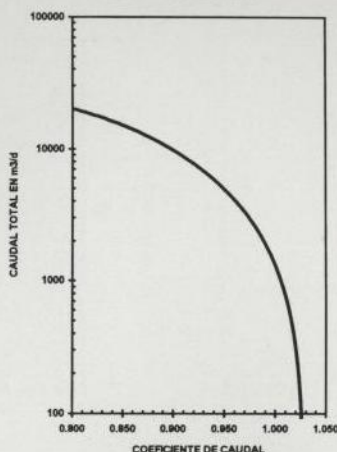


GRAFICO 6

FACTOR DE VISCOSIDAD A TEMPERATURA DE TRATAMIENTO CORREGIDA

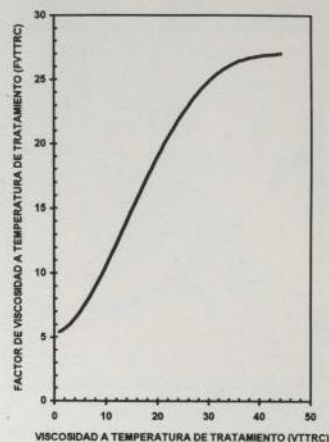


GRAFICO 7

cleo, o que no ingresará gas por un inadecuado diseño del separador atmosférico. En caso de construcción deficiente, será imposible predecir cuál será el comportamiento real del equipo.

Aclarados estos puntos, analizaremos el efecto de la viscosidad. Un petróleo más viscoso quita movilidad a los fluidos dentro del tanque, por lo que tiende a minimizar las canalizaciones incipientes que se estén generando. Inversamente, con un fluido menos viscoso aumentan las probabilidades de que aquellas se produzcan.

Del Gráfico N°5 se puede extraer el coeficiente K_{vis} , que cuantifica la incidencia de este efecto.

A su vez, cuanto mayor es el volumen a tratar, más difícil es lograr una correcta distribución, debiendo construirse intrincadas configuraciones internas para garantizar una eficiente distribución de los fluidos en toda la sección de un tanque de gran diámetro. Considérese que cada vez que se agrega un nuevo nivel de platos se pierde correlativamente altura de tanque disponible para el tratamiento. También hay que tener en cuenta que al aumentar el tamaño de los distribuidores se hace más difícil su nivelación y por lo tanto

tienden a aparecer las canalizaciones.

La incidencia del caudal real a tratar en la eficiencia de la distribución se ve reflejada en el Gráfico N°6, del cual se obtiene el valor del coeficiente K_Q . Finalmente, el coeficiente total de eficiencia de la distribución queda conformado mediante la siguiente fórmula:

$$EFR = EF \times K_{vis} \times K_Q \quad (15)$$

Efecto de la viscosidad (FVTTRC, adimensional)

Para la determinación de la sección del tanque deshidratador, la incidencia de la viscosidad del crudo está representada en el Gráfico N° 7 del que se puede extraer el factor de incidencia FVTTRC.

Diámetro del tanque deshidratador (D_c , mts)

$$D_c = \sqrt{0,069 \times \frac{Q_R \times FVTTRC}{C \times EFR \times (DAMTTR - DOTTR)}} \quad (16)$$

Velocidad ascensional (V_A , m/h)

Determinado el diámetro necesario para el tanque y conociendo el caudal real a tratar se puede calcular la velocidad ascensional del fluido:

$$V_A = \frac{Q_R}{6 \times \pi \times D_c^2} \quad (17)$$

Tamaño de gota (Fign, micrones)

Conociendo la velocidad ascensional del crudo y sus características físicas a la temperatura de tratamiento, se puede determinar el tamaño de gota necesario para que pueda decantar:

$$Fign = \sqrt{\frac{1..000 \times VTTRC \times V_A}{1,96 (DAMTTR - DOTTR)}} \quad (18)$$

Anteriormente se había determinado el tamaño de la gota a separar (Fig). Si ésta es menor que (Fign) deberá permanecer en la zona de coalescencia hasta alcanzar este último tamaño, para poder decantar. Por el contrario, si es mayor, comenzará su descenso en forma inmediata. Como resultado, en la primera hipótesis se tendrán colchones de emulsión de mayor espesor que en el segundo.

Altura de la zona de decantación (H_D , mts)

Los factores que determinan el tiempo de permanencia de la emulsión en la zona de decantación son : la viscosidad, la di-

CERTIFICACION DE CALIDAD EN CARTELERIA INSTITUCIONAL

- HOMOLOGACIÓN DE MARCAS, INSUMOS, PRODUCTOS E INSTALACIONES
- NORMALIZACIÓN DE PROCESOS, TRANSPORTE E INSTALACIONES
- PLANES DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO, ACCIDENTE O CATÁSTROFE



大君

TAIKUN S.A.

CONTROL DE CALIDAD EN VIA PUBLICA

Esmeralda 740, 5° Piso Of. 505

(1007) Buenos Aires

Argentina

Tel./Fax 393-0964

FACTOR DE CORRECCION DEL TIEMPO DE
ASENTAMIENTO POR TAMAÑO DE GOTA

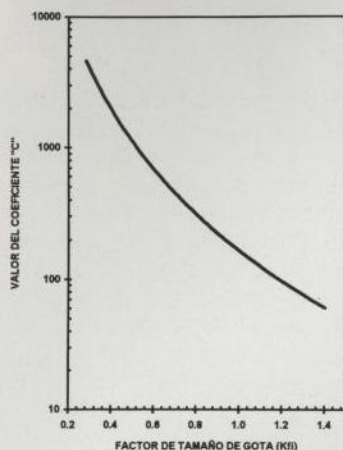


GRAFICO 8

TIEMPO DE ASENTAMIENTO EN TANQUES
CORTADORES
Diámetro de la gota decantada 100 μ

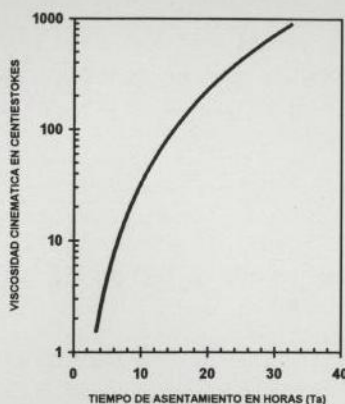


GRAFICO 9

ALTURA ESTIMADA DEL COLCHON DE INTERFACE

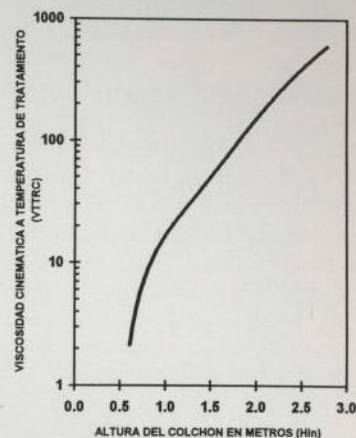


GRAFICO 11

ferencia de densidad entre el agua y el petróleo y el tamaño de la gota a separar, que a su vez está relacionado con el factor de emulsión y porcentaje de agua a la salida, los que conforman el factor "C".

En el Gráfico N°9 se muestra el tiempo de asentamiento (T_A) para una gota de 100 μ y una diferencia de densidad de 0,15. Este valor deberá ser corregido mediante el factor $K\delta$ del Gráfico N°8, que contempla a través del coeficiente "C" y del factor $K\delta$ (que varía con la diferencia de densidad y es evaluado en el Gráfico N°10) el tamaño de gota.

Finalmente, el tiempo necesario para que la gota ya formada decante dentro de la masa en movimiento está dado por:

$$T_p = T_A \times K\delta \times K\delta (H_s) \quad (19)$$

Conociendo el tiempo de permanencia en la zona de decantación, el caudal real a tratar y el diámetro del tanque, se puede calcular la altura del tanque necesaria para esta parte del proceso:

$$H_D = T_p \times \frac{Q_R}{6 \times \pi \times D_c^2} \quad (20)$$

Altura del colchón de interfase (H_{INT} , mts)

Inmediatamente por encima de la zona de decantación, y sin una diferenciación neta de la misma, se encuentra la zona donde coalescen las pequeñas gotas de agua, hasta alcanzar un tamaño tal que permita su decantación. Si bien en el presente trabajo se las analiza como independientes, forman en realidad un conjunto donde se entremezclan las funciones de ambas.

La altura de este colchón está relacionada con la movilidad que pueda tener la pequeña gota de agua en el medio que se desplaza, estando influenciada principalmente por la viscosidad y la diferencia de densidad.

En el Gráfico N°11 se puede observar la altura que alcanza este colchón (H_{in} , mts) por efecto de la viscosidad, valor que debe ser corregido por diferencia de densidad

$$F_D = \frac{1}{7,39 \times \Delta_D^{1,17}} \quad (\text{adimensional}) \quad (21)$$

En consecuencia, la altura del colchón de interfase es:

$$H_{INT} = H_{in} \times F_D \quad (22)$$

Altura total del tanque deshidratador (H_A , mts)

Para determinar la altura total del tanque, a las ya calculadas del colchón de decantación y de interfase, se debe adicionar las que ocupan los distribuidores inferiores, la del colchón de petróleo tratado y el espacio muerto superior por encima del rebalse de petróleo. De cualquier manera, la práctica indica que es aconsejable una altura mínima a fin de asegurar la formación de los distintos estratos, y que una altura excesiva no acarrea ventajas adicionales. Una relación estimativa de la altura, en función del diámetro calculado, es la siguiente:

$$\text{Si } D_A \leq 5 \text{ mts} \quad H_A = 3 \text{ mts}$$

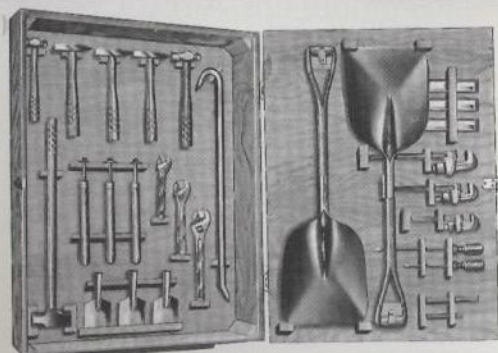
$$\text{Si } 5 \text{ mts} < D_A < 18 \text{ mts}$$

$$H_A = \frac{8,3}{18} \times D_A + 0,70 \text{ mts}$$

$$\text{Si } D_A \geq 18 \text{ mts} \quad H_A = 9 \text{ mts}$$

Valores que no deberían diferir sensiblemente de los calculados.

Ampco Safety Tools



DE LUCA E HIJO S.A.

Solamente Herramientas
de primera calidad

Llaves de golpe y Herramientas según plano

HERRAMIENTAS
ANTICHISPAS



Nuequén 1694/98 - (1406) Buenos Aires
Tel.: 632-7474 - Fax: 632-7713

Volumen del tanque cortador (VTKC, m³)

Las dimensiones calculadas del diámetro (D_C) y de la altura (H_A) seguramente serán racionalizadas para adecuarlas a las de un tanque normalizado. De las dos medidas, la más sensible es la primera, que nunca se debería ajustar por defecto, salvo que los valores sean muy próximos. A los nuevos valores adoptados los denominaremos D_S y H_S . El volumen final del tanque será:

$$VTKC = \frac{\pi \times D_S^2}{4} \times H_S \quad (23)$$

Diámetro de la entrada de fluido (FIEP, cm)

El diámetro de la entrada de fluido dependerá de la velocidad de circulación que se adopte, siendo recomendable que esté comprendida entre 0,7 y 2,5 m/seg. Para este caso, se seleccionó una velocidad proporcional al volumen a tratar. El diámetro de la misma será:

$$FIEP = \left[1,47 \times \sqrt[3]{Q_i \times \left(1 + \frac{PORAL}{100} \right)} \right] - 2,3 \quad (24)$$

Cantidad de agua purgada (Q_{AP} , m³/d)

El total de agua que se purga del tanque deshidratador será:

$$Q_{AP} = Q_i \times \frac{(PORIN + PORAL - PORSAL)}{100} \quad (25)$$

Diámetro de la purga de agua (FIAP, cm)

Adoptando una velocidad de evacuación del agua de purga de 1,40 mts/seg en el interior del sifón de purga, el diámetro mínimo será:

$$FIAP = 0,324 \sqrt[4]{Q_{AP}} \quad (26)$$

Caudal de petróleo a evacuar (Q_P , m³/d):

El caudal de petróleo a evacuar será:

$$Q_P = Q_i \times \left[1 - \left(\frac{PORIN - PORSAL}{100} \right) \right] \quad (27)$$

Diámetro de salida de petróleo (FISP, cm)

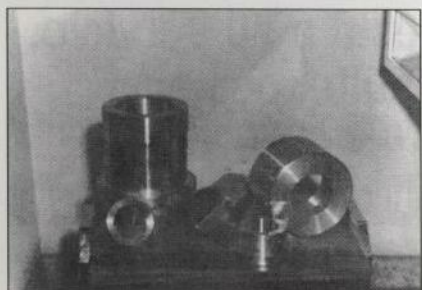
En la mayoría de los casos, la evacuación del petróleo del tanque deshidratador

se hace por gravedad hacia otro tanque. Para que esto sea posible sin que se atore, se deben considerar varios parámetros, como la diferencia de nivel topográfico entre ambos tanques, sus respectivas alturas, el caudal a evacuar, la viscosidad a temperatura de tratamiento, la longitud de la cañería, la presencia de válvulas u otras restricciones, etc. De cualquier manera, el diámetro no debería ser menor a:

$$FISP = \sqrt[4]{2,4 \times VTTRC \times Q_P} \quad (28)$$

Dimensionamiento del sifón de purga de agua

La regulación del nivel de interfase dentro del tanque deshidratador puede efectuarse de diversas maneras, siendo las más usuales mediante una pierna de rebalse (comúnmente llamada sifón) o con un control de nivel de interfase. En el primer caso, es posible variar este nivel de una manera muy simple modificando la altura de rebalse, mientras que en el segundo, este nivel será constante. De los dos sistemas se analiza el primero, por considerarlo el más ventajoso ya que hace variar en forma



- Repuestos para bombas alternativas y accesorios petroleros, petroquímicos y gasíferos.
- Calidad certificada y durabilidad comprobada.
- Servicios y ventas en Buenos Aires, Comodoro Rivadavia, Río Grande, Neuquén y Mendoza.
- Marca registrada "ECP".

ECP S.R.L.

Perata 1798 - (1879) Quilmes Oeste Tel. y fax: 200-9697
Sarmiento 760 5° "B" - (1041) Capital Federal Tel. y fax: 394-1215

COEFICIENTE DE LIBERACION DE GAS
SEGUN DENSIDAD DEL PETROLEO

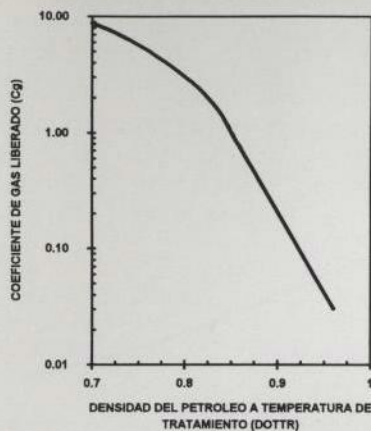


GRAFICO 12

CORRECCION DEL TIEMPO DE ASENTAMIENTO POR DIFERENCIA DE DENSIDAD ENTRE
AGUA Y PETROLEO

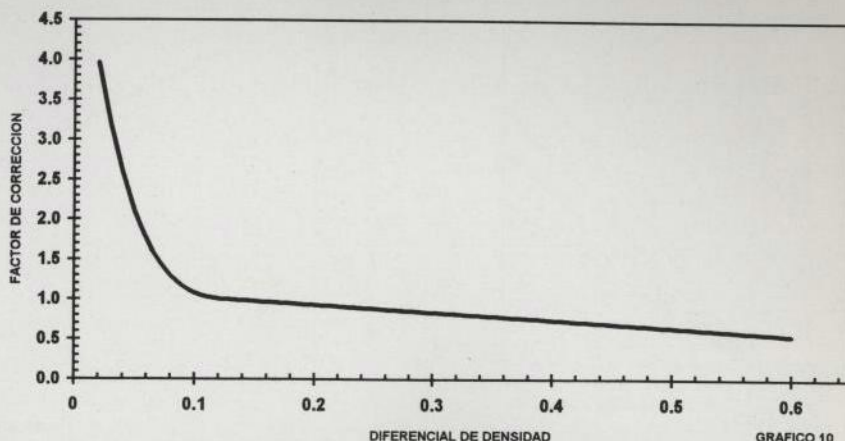


GRAFICO 10

automática el tiempo de residencia de los fluidos (petróleo y agua) de acuerdo con la variación de los caudales de entrada de cada uno. En primer lugar, podemos asegurar que es imposible determinar en forma teórica cual será el punto óptimo de la altura del colchón de interfase. Son tantas las variables que entran en juego en un proceso dinámico como éste, que solo el operador de planta, y luego de su familiarización con el tanque, podrá encontrar esta altura. Condiciones de temperatura, dureza de la emulsión, tipo de emulsificante,

producto químico utilizado (velocidades de acción y final del mismo), calidad de petróleo y agua deseados, etc. son parámetros que determinarán cuál es la altura óptima de la interfase.

De cualquier manera, ésta seguramente se encontrará entre $1/3$ y $2/3$ de la altura útil del tanque por lo que dimensionaremos el sifón para cubrir este rango. Cuando se trabaja con sifones de purga, una consideración a tener en cuenta, es que el nivel de la interfase dentro del tanque no es constante, sino que varía con el

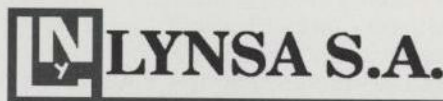
caudal instantáneo de agua que esté ingresando, sea esto por variación del caudal total, o a caudal total constante, por variación del porcentaje de agua.

En razón de que el drenaje de agua se hace por rebalse de un caño vertical, a caudal de agua cero el mismo será al ras. Con cualquier otro caudal, sobre este caño se formará una cresta que aumentará la altura de la columna de esta rama del vaso comunicante formado por el tanque y el sifón. Como en el tanque el nivel no puede aumentar por drenar por un aro pe-



SISTEMAS DE CONTROL Y MEDICION

Suipacha 233 L.20 1° piso
(1008) Buenos Aires
Tel.: 54-1-394-0959
Fax: 54-1-394-0961



Leeds+Northrup



F.D. Roosevelt 2445 piso 8° of. B
(1428) Buenos Aires
Tel./Fax : 54-1-788-8493 / 8531

DOS EMPRESAS DEDICADAS A MEDICION Y CONTROL, UNIDAS PARA OFRECER SOLUCIONES INTEGRALES A LA INDUSTRIA DE PETROLEO Y GAS.

- MEDICION Y CONTROL DE PRESION, CAUDAL, TEMPERATURA, NIVELES
- INSTRUMENTOS ANALITICOS PARA MEDICION DE OXIGENO DISUELTO, DEW POINT, HIDROCARBUROS EN AGUA, pH, CONDUCTIVIDAD, ETC
- REGISTRADORES MULTICANAL CON BASES DE DATOS TRANSPORTABLES A PC
- SISTEMAS SCADA Y DE CONTROL DISTRIBUIDO
- INGENIERIA DE APLICACION Y ESPECIFICACION DE INSTRUMENTOS
- INGENIERIA DE DETALLE DE SISTEMAS INTEGRALES
- INSTALACION DE INSTRUMENTAL EN PLANTA
- SOPORTE TECNICO, REPARACION Y MANTENIMIENTO EN LOS PRINCIPALES YACIMIENTOS DEL PAIS

SICME S.A. SISTEMAS DE CONTROL Y MEDICION

MASSINI 3498
(9000) Comodoro Rivadavia
CHUBUT
Tel./Fax: (0967) 37566 / 37567

PRIMEROS POBLADORES 2297
(8300) NEUQUEN CAPITAL
Tel./Fax: (099) 421945 / 485728

ruta 6 Y SGO. DEL ESTERO
(8319) Rincón de los Sauces
NEUQUEN
Tel./Fax: (099) 86300

ITUZAINGO 544
Barrio Trapiche
(5501) Godoy Cruz -MENDOZA
Tel./Fax: (061) 392717

PORCENTAJE DE PERDIDA DE LIQUIDO POR CALENTAMIENTO

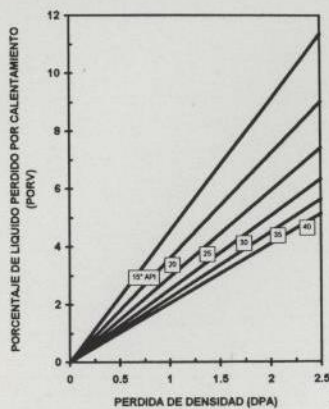


GRAFICO 13

rimetral a nivel constante, la única forma de aumentar el peso de la columna de líquido dentro del tanque es reemplazando petróleo por agua, o sea que se elevará el nivel de la interfase. La cresta sobre el sifón tendrá la densidad del agua y en el interior del tanque el aumento por unidad de altura será DAMTTR-DOTTR, con lo que a una determinada altura de cresta corresponderá una variación de altura de interfase de 7 a 10 veces la primera. A su vez, cuanto menor sea esta diferencia de densidad, más se magnificará este efecto. Como consecuencia, para un caso determinado, al aumentar el porcentaje de agua al ingreso, aumentará el espacio del tanque dedicado a ésta e inversamente, al aumentar el petróleo también aumentará su espacio y consecuentemente su tiempo de retención. Este efecto pulsante, lejos de ser perjudicial es beneficioso y no debe alarmar al operador.

En la figura 2 se muestra un esquema donde se indican los principales parámetros que se calcularán a continuación.

Altura de la cresta normal en el rebalse (H_{SN} , cm)

Si la relación petróleo-agua se mantuviera constante, la altura de la cresta sería:

$$H_{SN} = 1.24 \sqrt{\frac{Q_{AP}}{15.78 \times FIAP^{1.2}}} \quad (29)$$

Altura de trabajo del tanque (H_{RP} , mts)

Considerando un espacio muerto superior de 0,8 mts:

$$H_{RP} = H_S - 0.8 \quad (30)$$

Altura de la salida de petróleo (H_{EP} , mts)

$$H_{EP} = H_{RP} - (0.038 \times FISP) \quad (31)$$

TIEMPO DE RETENCION DE LIQUIDO EN DESGASIFICADOR ATMOSFERICO

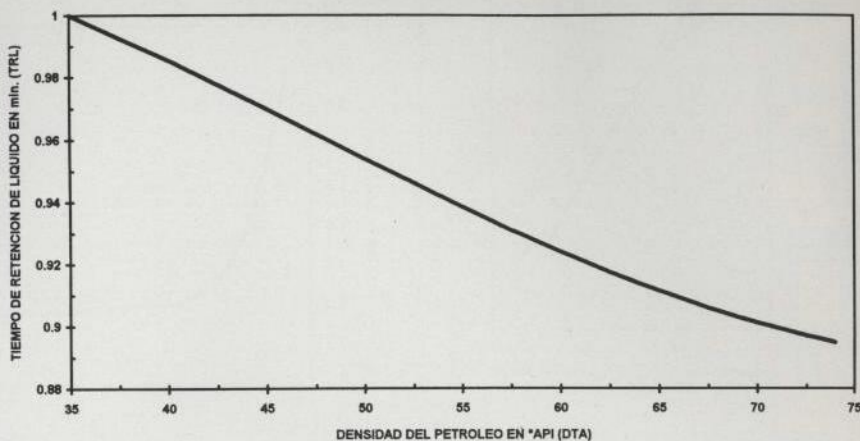


GRAFICO 14

Altura de la salida del sifón de agua de purga (H_{SP} , mts)

$$H_{SP} = (0.038 \times FIAP) \quad (32)$$

Altura neta de trabajo (H_N , mts)

$$H_N = H_{RP} - H_{SP} \quad (33)$$

Altura máxima de rebalse en el sifón (H_{MAX} , mts)

$$H_{MAX} = \frac{0.34 \times H_N \times DOTTR + 0.66 \times H_N \times DAMTTR}{DAMTTR} \quad (34)$$

Altura mínima de rebalse en el sifón (H_{MIN} , mts)

$$H_{MIN} = \frac{0.66 \times H_N \times DOTTR + 0.34 \times H_N \times DAMTTR}{DAMTTR} \quad (35)$$

Altura máxima del punto medio del colchón de emulsión (H_{AEMU} , mts)

$$H_{AEMU} = 0.66 \times H_N + H_{SP} \quad (36)$$

Altura mínima del punto medio del colchón de emulsión (H_{BEMU} , mts)

$$H_{BEMU} = 0.34 \times H_N + H_{SP} \quad (37)$$

Variación de la regulación de la interfase (H_{LEMU} , mts)

$$H_{LEMU} = 0.32 \times H_N \quad (38)$$

Carrera del sifón (C_S , mts)

$$C_S = H_{MAX} - H_{MIN} \quad (39)$$

Altura de la cresta máxima en el sifón (H_{SM} , cm)

$$H_{SM} = 1.24 \sqrt{\frac{Q_i}{15.78 \times FIAP^{1.2}}} \quad (40)$$

Fluctuación negativa en la altura del colchón (F_{ANC} , cm)

$$F_{ANC} = \frac{H_{SN} \times DAMTTR}{(DAMTTR \times DOTTR)} \quad (41)$$

Fluctuación positiva en la altura del colchón (F_{PC} , cm)

$$F_{PC} = \frac{(H_{SM} - H_{SN}) \times DAMTTR}{(DAMTTR - DOTTR)} \quad (42)$$

Dimensionamiento del separador atmosférico

La total eliminación del gas ocluido en el líquido que ingresa a un tanque deshidratador es de fundamental importancia para su eficiente funcionamiento. La mínima burbuja que ascienda en su interior perturbará el proceso de decantación de las gotas de agua más pequeñas, desmejorando la calidad del petróleo efluente. Para poder dimensionar adecuadamente el desgasificador, será requisito indispensable conocer la relación gas-líquido a presión atmosférica, o más precisamente, cuál es el caudal de gas que se debe separar.

Tres son las posibles fuentes de procedencia:

- Gas Libre.
- Gas liberado por la despresurización desde la última etapa de separación a la presión atmosférica.
- Gas generado por calentamiento del crudo.

Los dos primeros sólo estarán presentes en el caso de que el fluido no haya pasado con anterioridad por un tanque a presión atmosférica.

Gas libre (GL, $N\ m^3/d$)

La única forma de determinarlo es por medición directa debiéndose luego referir su volumen a presión atmosférica.

Gas liberado por despresurización (Q_{GL} , $N\ m^3/d$)

Del Gráfico N°12 se puede extraer el coeficiente de volumen de gas liberado (C_g) en función de la densidad del petróleo a temperatura de tratamiento, por unidad de caudal y para una despresurización de 1

Kg/cm², valor que se introducirá en la siguiente fórmula para determinar el caudal de gas liberado por despresurización:

$$QGL = 2,64 \times Cg \times P \times Q_i \times \left(1 - \frac{PORIN}{100}\right) \quad (43)$$

Gas Generado por calentamiento (QGC, N m³/d)

El mismo puede ser determinado en base a la pérdida de densidad del petróleo en el proceso de calentamiento.

Densidad del petróleo a temperatura de la última etapa de separación (DOTI)

$$DOTI = \left\{ (T_i - T_{o1}) \times \left[(D_{o2} - D_{o1}) \times \left(\frac{T_{o2} - T_{o1}}{T_{o2} - T_{o1}} \right) \right] \right\} + D_{o1} \quad (44)$$

Densidad del petróleo a 15° (D_{O15})

$$D_{O15} = \left\{ (15 - T_{o1}) \times (D_o - D_{o1}) \times \left(\frac{T_{o2} - T_{o1}}{T_{o2} - T_{o1}} \right) \right\} + D_{o1} \quad (45)$$

Densidad del petróleo a temperatura de tratamiento en grados API (DTA)

$$DTA = \frac{141,5}{DOTTR} - 131,5 \quad (46)$$

Densidad del petróleo a temperatura inicial en grados API (DIA)

$$DIA = \frac{141,5}{DOTI} - 131,5 \quad (47)$$

Densidad del petróleo a 15°C en grados API (DISA)

$$DISA = \frac{141,5}{D_{O15}} - 131,5 \quad (48)$$

Pérdida porcentual de densidad (DPA)

$$DPA = \frac{DTA - DIA}{DTA} \quad (49)$$

Porcentaje de líquido perdido por calentamiento (PORV)

Del Gráfico N°13 se determina este valor, conociendo DPA y DISA.

Volumen de gas generado por el calentamiento (QGC, N m³/d)

$$QGC = 10 \times PORV \times Q_i \times \left(1 - \frac{PORIN}{100}\right) \quad (50)$$

Volumen total de gas a separar (QG, N m³/d)

$$QG = GL + QGL + QGC \quad (51)$$

Velocidad del gas dentro del separador atmosférico (V_G, m/seg)

La velocidad máxima recomendable

DISTRIBUIDORES

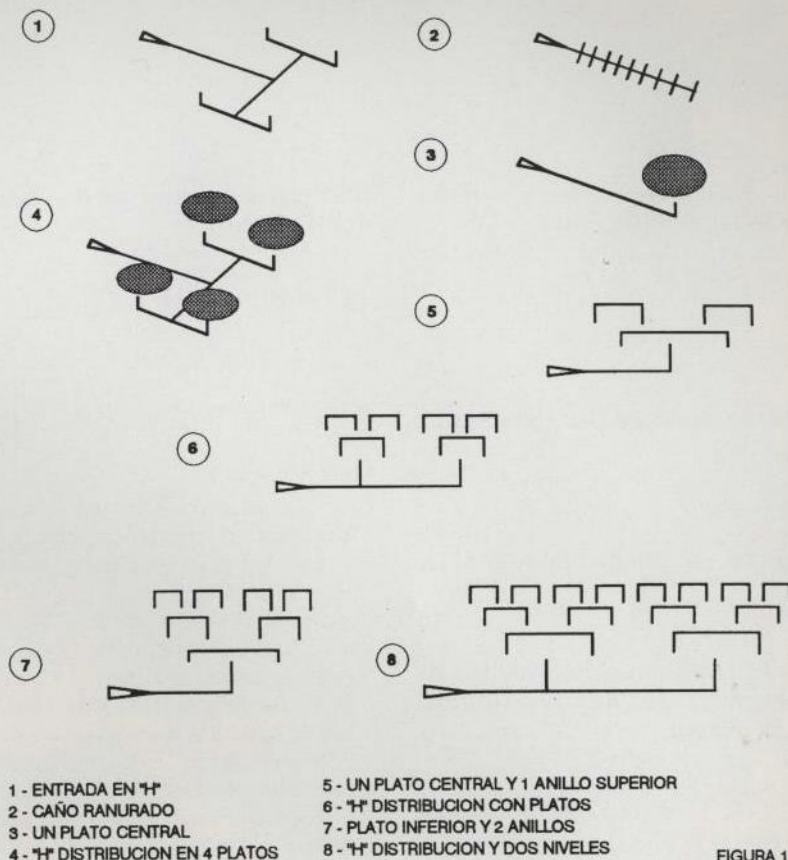


FIGURA 1

SIFON

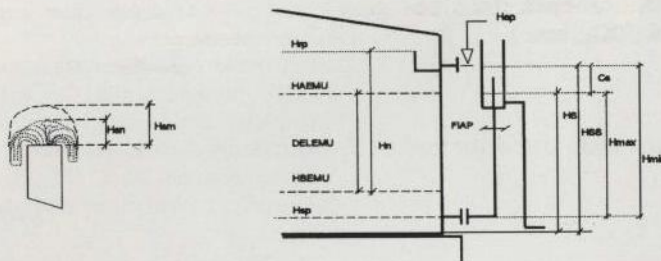


FIGURA 2

para el gas dentro de un separador vertical, para un gas de densidad promedio de 0,7, está dada por:

$$V_G = 0,0509 \left(\frac{62,43 \times DOTTR \times 0,057}{0,057} \right)^{1/2} \quad (52)$$

Area del separador por separación de gas (AG, m²)

$$AG = \frac{Q_G}{86.400 \times V_G} \quad (53)$$

Diámetro del separador por retención de gas (DG, mts)

$$DG = \left[(4 \times AG) \times 10^3 \right]^{1/2} \quad (54)$$

Tiempo de retención del líquido dentro del separador atmosférico (TRL, min)

El tiempo mínimo de retención del líquido dentro del separador atmosférico, a fin de que pueda liberar todo el gas ocluido en él, puede determinarse del gráfico N° 14, conociendo el valor de la densidad del petróleo a temperatura de tratamiento.

Volumen de retención de líquido (VOLL, m³)

$$VOLL = \frac{Q \times \left(1 + \frac{PORAL}{100}\right) \times TRL}{1.440} \quad (55)$$

Diámetro del separador por retención de líquido (DL, mts)

Adoptando una altura de líquido en el separador igual al diámetro:

$$DL = \sqrt{\frac{4 \times VOLL}{\pi}} \quad (56)$$

Diámetro adoptado del separador (DD_i, mts)

el mayor de $\left\{ \frac{DG}{DL} \right\}$

Longitud del desgasificador (LD_i, mts)

$$LD_i = 3 \times DD_i \quad (57)$$

Velocidad de descenso dentro de la columna del desgasificador (VELD, m/seg)

$$VELD = 0,25 + \frac{Q_i \left(1 + \frac{PORAL}{100} \right)}{100.000} \quad (58)$$

Sección de la columna del desgasificador (SC, m²)

$$SC = \frac{Q_i \times \left(1 + \frac{PORAL}{100} \right) \times TRL^2}{86.400 \times VELD} \quad (59)$$

Diámetro de la columna del desgasificador (DC_i, cm)

$$DC_i = \sqrt{\frac{4 \times SC}{\pi}} \times 100 \quad (60)$$

Diámetro de la salida superior del gas (FIGI, cm)

$$FIGI = \sqrt{\frac{(LD_i + DD_i) \times Q_g^2}{5.450}} \quad (61)$$

Diámetro de entrada al desgasificador (FIEI, cm)

$$VEL = 1,17 + \frac{Q_i \times \left(\frac{PORAL}{100} \right)}{10.230} \quad (\text{m/seg}) \quad (62)$$

$$FIEI = 0,384 \sqrt{\frac{Q_i \times \left(\frac{PORAL}{100} \right)}{VEL}} \quad (63)$$

BIBLIOGRAFIA

- *Crude oil treating systems design manual* Sivalls Inc., Septiembre 1986.
- *Felizmente deshidrata crudo denso con tanques de lavado* Ing. Néstor Ramírez, Alfonso Piña y Francisco García - Mene Grande Oil Co. Petróleo Internacional, Mayo 1974.
- *Droplet-settling vs. Retention times-theories for sizing oil/water separator* Kenneth E. Arnold, SPE and Paul J. Koszela, Paragon Engineering Services Inc. SPE Production Engineering, Febrero 1990.
- *Treating oil field emulsions* Petroleum Extension Service- Industrial and Business Training Bureau-Division of Extension The University of Texas at Austin and American Petroleum Institute Division of Production.
- *Oil field automation cuts costs, improves recovery* M.W. Lewellen - D.I. Blanscet World Oil, Septiembre 1981
- *How to adjust siphon on gun barrel tank* Harold Kersey, Artesia, New Mexico Petroleum Engineer, Abril 1972.
- *Theory and application of hydraulic oil well pumps* C.J. Coberly

Kobe Inc., Abril 1961.

- *Wash tanks* George J. Chilingar and Carrol M. Beeson Surface Operations in Petroleum Production
- *Wash tanks design and application for emulsion treating* Paul T. West Union Oil Company of California.
- *New degasser / desurger design solves gas separation problems* Darryl W. Hertz Amoco Production Co. SPE Production Engineering, Febrero 1987.
- *New design washtank for dehydration and desalting of large volumes of crude oil* H.P. de Wit - Consultant The Hague - Netherlands. Paper SPE 4848 - Mayo 1974
- *Tanque lavador* Manual de Bombeo Hidráulico - YPF, II Simposio de Producción, Noviembre 1970.
- *Hydrocarbon vapor recovery eased* Tom Hoge - C.E. Natco Oil & Gas Journal, Junio 24 de 1974.
- *Residence time distribution in gravity oil water separations* B. Zemel, Shell Development Co. and R.W. Bowman, Oil Well Research Inc. Journal of Petroleum Technology, Febrero 1978.
- *Designing oil and gas producing systems* Ken Arnold, Paragon Engineering Services and Maurice Steward, Jr., Metaire, LA World Oil, Febrero 1 de 1985.
- *Demulsification key to production efficiency* James A. Svetgoff - EXXON Chemical Co. Petroleum Engineer - Agosto 1989

CONCLUSIONES

Conociendo las principales características del fluido a tratar, sus condiciones de ingreso y las requeridas a la salida, es posible mediante las presentes correlaciones dimensionar el tanque deshidratador que satisfaga estos requerimientos. Asimismo, se podrá analizar la influencia en el tamaño final, de la variación de ciertos parámetros, como el tipo de internos y/o temperatura de trabajo.

Ya definidas sus dimensiones se podrá hacer sensibilidad ante la posibilidad de variaciones futuras en los valores de entrada, caudal de ingreso, porcentaje de agua, cambio de características reológicas, etc.

Como ya se comentó en el desarrollo, en el presente trabajo, que se referencia sobre mediciones reales de tanques en funcionamiento y verifica con otros diseñados bajo esta metodología, se parte de la premisa de una adecuada construcción, de la utilización racional de un eficiente producto desemulsionante y de un ajuste de campo de su operación.

Las correlaciones desarrolladas ya contienen implícitas las fluctuaciones normales de los parámetros de ingreso a cualquier planta de campo, aunque es recomendable que aquellas sean lo más amortiguadas posible, o, en su defecto, se las deberá considerar como un incremento de los valores de ingreso.