

SISTEMA DE TRATAMIENTO FREE WATER KNOCKOUT - FWKO

Eduardo H. Tabarrozzi, Ypf S.A., Argentina

RESUMEN

Los Free Water Knockout son separadores trifásicos que actúan mediante los principios de separación física, es decir, por la sola influencia de las fuerzas de gravedad debidas a la diferencia de densidades entre el hidrocarburo, el agua y el gas.

La aplicación mas importante tiene lugar sobre los hidrocarburos decantables en condiciones definidas de velocidad.

Existe una gran dispersión entre los datos de repartición de tamaño entre los glóbulos a separar en el líquido, así como variaciones importantes en sus densidades, temperatura, composición de las materias en suspensión, etc. Además, puede ocurrir que no exista correspondencia alguna entre la fineza del corte granulométrico teórico de la separación y el contenido residual de hidrocarburos en el efluente de un separador.

Por esto, la performance de los separadores por gravedad no pueden ser predeterminadas ni por supuesto garantizadas en ningún caso. No obstante, el método de experimentación y de cálculo según se ha establecido en las Normas API está destinado a permitir teóricamente la eliminación de glóbulos de hidrocarburos mayores a $150\mu\text{m}$.

El sistema de separación trifásico tipo Free Water Knockout, es un proceso cerrado de separación de agua para su posterior tratamiento a fin de su inyección en proyectos de Recuperación Secundaria, y separación del crudo y del gas para su posterior tratamiento.

Las ventajas de este sistema correctamente diseñado en base a nuevos adelantos tecnológicos, son:

- Ecológicas
 - Sistema cerrado de separación trifásica.
 - Eliminación de piletas API de H°A° generalmente abiertas.
 - Eliminación de tanque cortador generalmente con escape de gas.
- Económicas
 - Tecnología moderna.
 - Niveles de proceso mas estables.
 - Disminución de stock improductivo.
 - No necesita recinto de contención como los tanques.
 - No necesita limpieza de barro, se eliminan automáticamente.
- Eficiencia
 - Optimización del rendimiento.
 - Equipos cerrados y paquetizados.
 - Sistema compacto. Transportable. Resistente.
 - Diseño ASME Sec.VIII, recipiente sometido a presión.
 - Simple manejo operativo. Menor espacio físico.
 - Cumple la función de amortiguar variaciones de caudal.
 - Trabaja como separador trifásico y como skimmer.
 - La acción coalescente mejora la separación líquido-líquido.
 - Totalmente automatizado.
 - Los efluentes resultantes cumplen con las normativas.
 - Puede complementar otro sistema de tratamiento.

Los resultados operativos han tenido los siguientes rendimientos:

- Caudal procesado $7.000 \text{ m}^3/\text{d}$ agua + petróleo
- Petróleo crudo de ingreso 50% de agua + 22% de emulsión
- Agua tratada de salida: $d_w=1.02 \text{ gr/cm}^3$, 60 ppm Hc, $\varnothing 70\mu\text{m}$
- Petróleo tratado de salida SG=0.94, 15% de agua + 0% de emulsión
- Temperatura de operación 35°C
- Presión de operación 3 Kg/cm^2

En los sistemas de tratamiento de corte convencionales, es decir mediante piletas API ó tanques cortadores debidamente equipados, los resultados operativos relacionados con la calidad de los efluentes son considerablemente inferiores a los logrados mediante sistemas con FWKO.

Teniendo en cuenta el costo de provisión, montaje e instalación de un tanque cortador de como mínimo 2.000 m³ de capacidad, el costo del recinto de contención, pileta API y el sistema contra incendio, necesarios para su seguridad operativa; el sistema de tratamiento Free Water Knockout representa un ahorro económico de no menos del 60% respecto a los sistemas tradicionales de tratamiento.

Por lo tanto, el sistema de tratamiento, en su primera etapa de corte mediante la separación trifásica utilizando unidades Free Water Knockout, resulta la alternativa mas aceptable teniendo en cuenta los aspectos fundamentales en que hoy en día se sostiene la actividad petrolera, como son el impacto ecológico, la eficiencia operativa y el aspecto económico.

INTRODUCCION

A raíz del agresivo programa de inyección de agua que se viene implementando desde 1.995 en los yacimientos on shore operados por YPF S.A en Argentina, con el fin de mejorar la participación en el incremento de la producción de hidrocarburos, de minimizar costos de desarrollo (\$/BOE), de mantener niveles de producción mas estables y menos dependientes de pozos nuevos; se ha efectuado la reingeniería de los procesos de tratamiento de crudo y aguas para Recuperación Secundaria.

Al respecto, se estudiaron los diseños de equipos y diferentes sistemas de tratamiento de manera de lograr un modelo que cumpla con las exigencias ecológicas, de eficiencia operativa y económicas que la actividad petrolera requiere.

El primer paso del tratamiento, hacia las condiciones finales que deben cumplir el agua para su reinyección en procesos de Recuperación Secundaria [TSS<0.5ppm, Hc<0.5ppm, SS/Hc<5µm (95%)], o el petróleo para su ingreso a las refinerías [BSW<0.5%, sales<100gr/m³], es la etapa de corte, que es un proceso convencionalmente realizado en tanques denominados cortadores, secundados con piletas API.

La necesidad de disponer de un sistema cerrado de tratamiento, que permita obtener altos rendimientos operativos con un menor tiempo de retención del fluido hacia su destino final, ha dado origen a la implementación de los denominados Free Water Knockout FWKO.

Los Free Water Knockout son generalmente separadores trifásicos que actúan mediante los principios de separación física, es decir, mediante la sola influencia de las fuerzas de gravedad debidas al diferencial de densidades entre el hidrocarburo, el agua y el gas. Su aplicación mas importante tiene lugar sobre los hidrocarburos decantables en condiciones definidas de velocidad y no ejerce acción sobre los hidrocarburos aromáticos o los hidrocarburos no solubles pero finamente divididos.

SISTEMA DE TRATAMIENTO FREE WATER KNOCOUT - FWKO

Separación gravitatoria: En el proceso de separación gravitatoria de hidrocarburos, existe una gran dispersión entre los datos de repartición de tamaño entre los glóbulos oleosos a separar en el líquido acuoso, así como también variaciones operativas importantes, como sus densidades, temperatura, composición de las materias en suspensión, etc. Además, puede ocurrir que no exista correspondencia alguna entre la fineza del corte granulométrico teórico de la separación y el contenido residual de hidrocarburos en el efluente de un separador.

En consecuencia, **las performances de los separadores por gravedad no pueden ser predeterminadas ni por supuesto garantizadas en ningún caso.**

No obstante, el método de experimentación y de cálculo mas aconsejado para el diseño de un sistema de tratamiento FWKO, se ha establecido en las Normas API y está destinado a permitir teóricamente la eliminación de glóbulos de hidrocarburos mayores a 150µm. La inclusión de la acción coalescente mejora el rendimiento lográndose tamaños de 60-80µm.

Los parámetros de utilidad para la definición de la factibilidad y el diseño del proceso de separación y coalescencia, están relacionados con las características del agua de formación, de los hidrocarburos, la forma física de los hidrocarburos en agua y la característica final del agua para inyección.

Características del agua de formación:

- Temperatura del agua producida, depende de la profundidad del yacimiento y el gradiente geotérmico. Varía entre 15-95°C
- Salinidad, corresponde al acuífero y puede variar de 1 a 250 gr/lit.
- pH puede variar de 5.5 a 8.5. Resulta mas bajo cuando el gas asociado es rico en CO₂ y H₂S. Se debe tener en cuenta que después de una desgasificación o estabilización, el pH de las aguas producidas se eleva por el desprendimiento del CO₂ y H₂S.
- Sólidos en suspensión, de origen mineral que provienen del reservorio y son arrastrados con la producción (arcillas/arenas/precipitados/mezclas incompatibles en agua), u origen orgánico como las parafinas que puedan precipitar por enfriamientos, y naturalmente el crudo.
- Densidad depende de la salinidad y temperatura, varia de 1 a 1.15 gr/cm³
- Viscosidad depende de la salinidad y temperatura varía de 1.2 a 0.3 cP.

Características del petróleo crudo:

- Densidad (°API), es un parámetro importante puesto que la diferencia de densidad entre el agua y el crudo determina la velocidad de separación de los glóbulos oleosos. Varía entre 15 a 50° API.
- Punto de solidificación de las parafinas (°C)
- Viscosidad en el rango de temperatura del tratamiento. Varía de 5 a 90 cP.

Características del condensado:

- °API varía entre 25 a 55° API
- Viscosidad varía entre 2 a 6 cP.

Características del Gas:

- Gravedad específica, varía de 0.55 a 0.9 (aire=1)
- Viscosidad, varía de 0.011 a 0.024 cP

Forma física de los hidrocarburos en agua: En contacto con la fase acuosa los hidrocarburos se pueden presentar en tres formas: libre, en emulsión y/o disueltos. La definición correcta del tratamiento de corte requiere la necesidad del conocimiento de la forma física de los hidrocarburos, a saber:

- **Petróleo libre**, está formado por una dispersión de glóbulos oleosos de tamaño superior a 150µm. Cuanto mayor sean estos glóbulos, mayor es también su velocidad de separación. La separación de estos glóbulos responde a la Ley de Stokes.
- **Emulsiones**, los glóbulos oleosos se encuentran dispersos en la fase acuosa. Hay dos parámetros que definen una emulsión, son la repartición granulométrica (se mide con contador Coulter - glóbulos < 50µm o con láser) y el potencial zeta (evalúa la densidad de la capa difusa de iones que rodean el glóbulo oleoso).

Otra forma de evaluar la estabilidad de la emulsión es mediante el ensayo de desprendimiento estático Jar test, consiste en medir la concentración en peso de hidrocarburos subnantes a distintos intervalos de tiempo, el hidrocarburo desprendido entre 0 y 15 minutos corresponde al tipo petróleo libre. La pendiente de la curva así trazada es proporcional a la velocidad de separación, y por lo tanto al diámetro de partículas que ascienden en dicho período. Esto permite establecer la posibilidad de la emulsión a desaparecer, luego de un período determinado y en consecuencia, una especie de repartición ponderada del tamaño de la emulsión.

Las emulsiones mas groseras (25-150µm) tienen sus glóbulos con poca o escasa carga eléctrica. En todo momento, estas partículas pueden entrar en contacto entre ellas, y coalescer en una partícula de diámetro mas importante, cuya velocidad de separación crece rápidamente, en función del cuadrado de su diámetro.

Las emulsiones mas finas (0.5-25µm) se comportan en el agua como coloides. En la periferia de estas partículas, los compuestos disueltos forman una doble capa eléctrica de dipolos orientados.. Una parte de esta constituida de una nube difusa de iones negativos que crean una diferencia de potencial entre el líquido y ella misma (potencial zeta). Por esta razón estos glóbulos cargados negativamente tienen tendencia a la repulsión mutua, estabilizando la emulsión y requiriendo así un tratamiento fisico-químico.

- **Emulsiones mecánicas**, corresponden a una dispersión de glóbulos oleosos con tamaños de 5 a 50µm. El ensayo de desprendimiento estático indica generalmente rendimientos de 80-90% o superiores en 24 horas. Este tipo de emulsión presenta una limitada estabilidad en el tiempo y, a menudo pueden ser rotas por procesos físicos o térmicos relativamente simples. Cuando no se

dispone de un tiempo de residencia suficiente, este tipo de emulsiones pueden ser destruidas por flotación, coalescencia ó filtración (mas eficaces con predosificación de un coagulante orgánico). La estabilidad aumenta cuanto mas fina sea la emulsión y mayor el peso molecular de los hidrocarburos presentes.

- **Emulsiones con tendencia química**, el tamaño de las partículas involucradas es de 5-20 μ m. El ensayo de desprendimiento estático da generalmente valores de entre 65-80% en 24 hs. Estas gotas en general no suben hacia la superficie del agua que las contiene. En su origen, son emulsiones mecánicas producto del corte de un film oleoso, pero en presencia de compuestos emulsionantes naturales y en alta temperatura; la alcalinidad de las aguas favorece sistemáticamente la formación de emulsiones químicas. Estas emulsiones son típicas de yacimientos de crudos pesados.
- **Emulsiones químicas**, se conocen así cuando el tamaño de las partículas van de 1-5 μ m y el test de desprendimiento arroja valores inferiores al 65% en 24hs. También, se trata del producto de rotura de un film oleoso pero en presencia de tensioactivos, como detergentes, aminos orgánicas, jabones de metales polivalentes, sulfito de sodio y potasio. En yacimientos, cuando el desemulsionante de proceso se aplica en los separadores, la emulsión resultante en el agua a tratar será química ó con tendencia química. Estas emulsiones no pueden ser rotas por procesos físicos simples (coalescencia, flotación). La rotura de la emulsión se logra por el agregado de un electrolito (coagulación completa que precipita a los agentes estabilizantes). Luego de la coagulación se completa la reacción por floculación, cuando sea necesario (flotación DAF)
- **Aceite disuelto**, no se encuentra presente bajo la forma de partículas discretas. Es una dispersión de moléculas (10-5000 Angströms). Según su naturaleza y peso molecular, los hidrocarburos son mas o menos solubles en agua:

Parafínicos:	Muy débilmente solubles
Nafténicos:	Débilmente solubles
Olefínicos:	Medianamente solubles
Aromáticos:	Bastante solubles

En la mayor parte de los análisis, a los aromáticos se los incluye como aceites disueltos totales. El aceite disuelto es difícil, costoso para eliminar y su eliminación no es necesaria para la reinyección en procesos de Recuperación Secundaria. No obstante, altas concentraciones de hidrocarburos disueltos pueden ser reducidas por tratamientos biológicos o sistemas de adsorción por carbón activado.

Características del agua de inyección

- **Poder colmatante**: Un elemento importante en el éxito del programa de diseño de inyección de agua es determinar la calidad del agua en relación a la distribución del tamaño de las partículas suspendidas. Las partículas sólidas, por encima de un tamaño en particular dentro del agua inyectada, puede producir el taponamiento del pozo inyector y guiar a una pérdida de inyectabilidad. La remoción total de semejantes partículas por lo general no es económicamente factible, por lo que se debe encontrar un balance para cada yacimiento, entre la cantidad y el tamaño de las partículas sólidas filtradas de agua de inyección y una cantidad aceptable de taponamiento por las partículas restantes.

Estudiando la gráfica de porcentaje de permeabilidad en relación con los volúmenes del poro inundado con varios niveles de filtración, para el agua de inyección, es posible determinar las especificaciones de filtración, sin olvidar la incidencia de un posible hinchamiento de las arcillas.

- **Materias en suspensión (mg/lit)**: Permite tener una buena idea de la importancia y naturaleza de la polución suspendida. Son significativas cuando el rango de tamaño de las partículas es bastante estrecho (lo que es el caso de las aguas producidas luego de una filtración secundaria- no mas de 10 μ m)
- **Turbiedad (NTU)**: Es una propiedad óptica y por lo tanto no puede interpretarse como un criterio de calidad de agua de inyección. Tiene simplemente un valor de comparación relativo entre distintas calidades de agua filtrada. En aguas tratadas, con partículas finas, da una buena indicación de las materias en suspensión, sin hacer distinción entre hidrocarburos y sólidos en suspensión.

Condiciones de diseño hidrodinámico de un FWKO

Separación Gas-Líquido: La primera separación es la producida por la liberación del gas al ingresar la mezcla al free water knockout, este acontecimiento permite conocer la máxima velocidad disponible a través de la sección de separación, y está dada por la fórmula:

$$v_g = k \cdot [(d_o - d_g) / d_g]^{1/2}$$

v_g : velocidad del gas

k : cte.(función del diseño de vanes y operativas)

d_o : densidad del petróleo

d_g : densidad del gas a condiciones operativas

En este tipo de separación se establecen las condiciones impuestas en la Norma API 12J (oil-gas separation).

En esta etapa de separación se produce agua de formación saturada en gas a la presión de separación, donde el metano (CH_4) no es el único gas disuelto, pero si el mas soluble y cuya presión parcial resulta la mas elevada dentro de los gases naturales (hidrocarburos gaseosos).

Separación líquido-líquido: La segunda separación líquido-líquido también tiene lugar mediante la diferencia de densidades entre las dos corrientes acuosas. Para este caso se siguen los lineamientos de API Pub.421 (design and operation of oil-water separators).

Los factores que influyen sobre el rendimiento de un FWKO, especialmente en la separación agua-petróleo son la temperatura del líquido, la densidad y tamaño de los glóbulos oleosos, y la cantidad y naturaleza de la materia en suspensión. No obstante, es obvio que el poco control que se tiene sobre dichos parámetros, impide poder garantizar un rendimiento de separación. En todo caso la única condición que podría ser lógicamente exigible, es el cumplimiento de la Norma API para el diseño.

Primeramente, como en todo caso de separación, la forma de cuantificar el rendimiento es función del contenido de partículas eliminadas:

$$R_x \% = (\beta_x - 1) / \beta_x$$

R_x = % separación partículas de un cierto tamaño

β_x = n° partículas entrada / n° partículas salida

x = tamaño de partícula (μm)

La Norma API Pub. 421 indica que se pueden remover eficientemente glóbulos de hidrocarburos libres de $>150\mu m$ en separadores gravitatorios sin placas. Siguiendo la relación matemática de la Ley de Stokes:

$$V_v = (g / 18 \cdot \mu) \cdot (d_w - d_o) \cdot D^2$$

V_v : velocidad vertical glóbulo oleoso (cm/seg)

g : aceleración de la gravedad (981 cm/seg^2)

μ : Viscosidad abs. agua a temp. diseño (poise)

d_w : densidad del agua (gr/cm^3)

d_o : densidad del petróleo (gr/cm^3)

D : diámetro del glóbulo a remover (cm)

Para glóbulos oleosos de $150\mu m$ (0.015cm), la anterior ecuación en unidades inglesas se puede simplificar:

$$V_v = 0.0241 \cdot (S_w - S_o) / \mu$$

V_v : velocidad vertical glóbulo oleoso (ft/min)

S_w : gravedad específica del agua

S_o : gravedad específica del petróleo (no °API)

μ : viscosidad abs. agua a temp. diseño (poise)

La máxima velocidad admisible horizontal del glóbulo oleoso en el agua debe ser inferior a 3 ft/min, según:

$$V_h = 15 \cdot V_v < 3 \text{ ft/min}$$

Es decir, que para el diseño de un Free Water Knockout el gradiente hidrodinámico debe cumplir la relación:

$$25 \text{ m}^3 / \text{h.m}^2 < Q / A < 50 \text{ m}^3 / \text{h.m}^2$$

Q : caudal tratado (m^3/h)

A : área transversal del equipo $[(\pi \cdot \varnothing^2) / 4] \text{ (m}^2\text{)}$

De esta forma se puede tener una óptima aproximación de las dimensiones del equipo. No obstante, otro parámetro que gobierna la velocidad máxima permitida es el tiempo de residencia, el cual puede variar según la densidad ó gravedad específica del hidrocarburo a separar, que con bastante aproximación puede considerarse:

SG > 0.87	mínimo 18 minutos
SG < 0.86	mínimo 15 minutos

También, la velocidad de entrada de la carga líquido/gas al equipo tiene significativa importancia en el rendimiento, ya que altas velocidades de ingreso originan el peligro latente de formación de espuma, por lo tanto el diámetro de la brida de ingreso al separador debe ser calculado de manera de permitir una velocidad de 0.62 m/seg. (independientemente de que la velocidad admisible sea de 2 m/seg). Si existe demasiado caudal de gas en la carga de entrada se deberá considerar disminuir aun mas esa velocidad.

Las velocidades de salida de agua y petróleo también deben ser mantenidas en valores bajos, a razón de 0.85-1 m/seg. para el diseño de los diámetros de bridas de salida.

Si bien, las dimensiones (diámetro-longitud) de los separadores trifásicos tipo free water knockout se calculan para garantizar un rendimiento de 99% de partículas de petróleo libre del tamaño de 150µm y superiores, el agregado de placas coalescedoras mejora aun mas el rendimiento, lográndose tamaños de 60-80µm.

Estas placas coalescedoras son módulos de placas onduladas que forman canales cruzados debido al armado del paquete en posición invertida entre sí. Los múltiples intersticios formados obligan al fluido circulante a continuos cambios de trayectoria que tienen por objeto permitir reagrupar el petróleo por coalescencia. En condiciones idénticas de viscosidad, temperatura y densidad, las placas coalescedoras permiten una eliminación de glóbulos oleosos inferiores a 100µm. El rendimiento es función esencialmente de la fineza e importancia de las emulsiones.

La aplicación de productos tensioactivos como desemulsionantes, en cabeza de pozo o upstream del FWKO, permiten mejorar la decantabilidad y desestabilizan las emulsiones.

En cualquier separador gravitatorio, la cantidad de petróleo libre removido es una función de la temperatura, diámetro de las partículas de petróleo y la diferencia de peso específico. El rendimiento mejora con el aumento de temperatura (reducción de viscosidad del agua de desecho), el aumento en el diámetro de las partículas de petróleo, el aumento del peso específico del agua de desecho, la disminución del peso específico del petróleo (Ley de Stokes) y el flujo reducido.

No obstante, según las características del crudo, resulta conveniente que el sistema trabaje a bajas temperaturas especialmente entre 25° hasta 35° para evitar el problema de la precipitación de CO_3^{2-} . Es conveniente realizar previamente un ensayo Oddo-Tomson para asegurarse si resulta conveniente un aumento de temperatura.

El principio esencial de funcionamiento del sistema de tratamiento FWKO consiste en reducir la distancia en que una partícula de petróleo debe alcanzar antes de llegar a la superficie en la cual es removida. La acción de la coalescencia se refiere a la aglomeración de gotas de agua a un tamaño suficiente como para lograr la separación por sedimentación en un razonable tiempo de retención. La coalescencia misma es un proceso de multietapas consistiendo de coagulación y floculación.

Mientras la coagulación es un proceso químico en el cual las fuerzas del film estabilizador superficial de la dispersión son reducidas lo suficiente como para permitir el crecimiento de las gotas, y dar lugar a la floculación. El crecimiento de las gotas no puede continuar mientras tanto las fuerzas estabilizantes no sean lo suficientemente pequeñas para permitirlo.

La floculación puede ser promovida químicamente, por el pasaje a través de una sección estrecha ó mediante un campo eléctrico en la dispersión, de manera de vencer la resistencia a la coalescencia por los films estabilizantes sobre las gotas de agua. Debido a la naturaleza dipolar de la molécula de agua, estas moléculas tienden a alinearse entre ellas por la acción de un campo eléctrico, distorsionándose en una forma elipsoidal; y atrayéndose entre ellas. La fuerza de atracción es función directa de su tamaño.

La separación del crudo y el agua coalescida, continua por gravedad. La sedimentación se basa en el tiempo de retención dentro de una zona de flujo laminar para permitir que las gotas floculadas se asienten fuera de la fase oleosa.

Las placas coalescedoras que se encuentran menos espaciadas son sensibles a depósitos de lodos, y difíciles de limpiar. Por estas razones, el paquete de placas de algunos fabricantes están diseñadas con espacio de 1.25" a 2" y longitudes mínimas de 600 mm.

Las placas son coalescedoras y no tienen porqué ser oleofílicas; se recomienda el empleo de placas de material AISI 316 que resisten el lavado a vapor ó con agua caliente sin sufrir cambios en su estructura. La Fig.2 muestra los cubos de placas coalescedoras, la Fig.3 y 4 su armado dentro del FWKO.

Características constructivas del FWKO

Cuerpo y cabezales: Construidos en chapa ASTM A 515/516 Gr.70, de espesor, dimensiones generales y de diseño, de acuerdo al resultado de los cálculos para las condiciones de servicio requeridas:

Presión de operación óptima	[2.5 a 3 Kg/cm ²]
Presión de diseño	[4.5 Kg/cm ²]
Sobreespesor por corrosión	[1/8" (3.2mm)]
Tiempo de residencia del líquido mín.	[18 minutos]
Relación L/D óptima	[5]
Nivel de líquido mínimo	[85-90% del diámetro interior]

El cuerpo no debe tener domo para gases en su parte superior. Montado sobre cunas o monturas de soporte apto para anclar, construido en base al dictado del Código ASME Secc. VIII Div.I.

Sistema de separación: Los accesorios internos para separación gas-líquido tipo cajas de chicanas y elementos complementarios construidos de acero inoxidable AISI 316. Para separación líquido-líquido con placas coalescedoras AISI 316 (largo mínimo 600mm). Para ambos el diseño que cada fabricante aconseje de acuerdo a su experiencia, siempre que el equipo garantice un gas de salida con un contenido de líquidos inferior a 13.36 litros por cada 1.000.000 Sm³ (0.1 galones por cada 1.000.000 Sft³), y una eficiencia de separación del 100 % para partículas de 8-10μ y más de líquido, y 3μ y más de sólidos. Eficiencia de separación Líquido-Líquido 100% en gotas de petróleo libre de 150μm y superiores.

Conexiones de entrada de fluido: La entrada de fluido (Líquido-Gas) se ubica en la parte superior, perpendicular a la generatriz de la envolvente; conexión a bridas según Norma ANSI B-16.5, #150, con contrabrida, y espárragos con tuercas. Se prolonga la entrada de fluido en el interior del recipiente mediante dos caños concéntricos perforados con orificios de Ø2" hasta 200mm del fondo, de manera de permitir la distribución del fluido en forma laminar. La Fig.3 muestra este stand pipe detrás del armado parcial de los cubos de placas coalescedoras dentro del FWKO.

Sistema de descarga de Líquidos: La salida de petróleo se ubica paralela a la línea de la envolvente y la salida de agua perpendicular a la línea generatriz de la envolvente hacia abajo, en ambos casos en plano opuesto a la entrada del fluido. En la Fig.1 se representa el PID típico de un FWKO, donde se pueden ver ambas salidas con la siguiente instrumentación, para control de nivel de petróleo y de agua:

- Válvula de accionamiento neumático para descarga de petróleo LCV, esférica tipo Neles-Jamesbury R2.1CA, ó mariposa con actuador Hytork ó Keystone 79B. Calculada para el 75% de apertura y ΔP de 0.5 Kg/cm². Posición falla: abre (FO). Característica caudal: igual porcentaje (EP). Presión de alimentación al actuador 3-15 psi. Con válvulas de by pass y de bloqueo.
- Válvula de accionamiento neumático para descarga de agua LCV, de control esférica tipo Neles-Jamesbury R2.1CA, ó mariposa con actuador Hytork ó Keystone 79B. Calculada para el 75% de apertura y ΔP de 0.5 Kg/cm². Posición falla: cierra (FC). Característica caudal: igual porcentaje (EP). Presión de alimentación al actuador 3-15 psi. Con válvulas de by pass y de bloqueo.
- Controladores de nivel neumático LC tipo Fisher 2500-249 V para petróleo y tipo Fisher 2500-249 BP para interfase, con conexión a brida #150/300 RF, con filtro tipo D-67FR incorporado. Flotante de acero AISI 316, hermeticidad NEMA 4 (IP65). Estos controladores operarán las válvulas LCV.

Sistema de ecualización de Gas: La salida de Gas #150, ubicada perpendicular a la línea generatriz de la envolvente, en el mismo plano de la entrada de fluido, hacia arriba; será a bridas, según Norma ANSI B-16.5. La interconexión de salida está compuesta de:

- Válvula de control PCV, accionamiento neumático para entrada de Gas, tipo Fisher 667 -Ø 1 ½" #150, c/ rango partido, posición falla cierra (FC). Actuador, posicionador y válvula reguladora 67FR. Con dos (2) válvulas esféricas de bloqueo Ø 1 ½".
- Válvula de control PCV, accionamiento neumático para salida de Gas, tipo Fisher 657 -Ø 1 ½" #150, rango partido, posición falla abre (FO). Actuador, posicionador y válvula reguladora 67FR. Con dos (2) válvulas esféricas de bloqueo Ø 1 ½".
- Controlador de presión neumático PC tipo Wizard mod. 4150, rango partido, c/ regulador 67 FR y manómetro dial Ø 4", para ser montado lateralmente controlando cada una de las válvula PCV.

Accesorios complementarios:

- Válvulas de seguridad PSV #150, de acero fundido, tipo a resorte, apta para las condiciones de trabajo establecidas, calculada para el caudal total de líquido. Responderá a las Normas API 520, 521, 526, 527, 2000, y ASME Secc. VIII. Montadas sobre un niple bridado, soldado al cuerpo del recipiente, y ubicada próxima a la salida de Gas.
- Disco de ruptura PSE #150 del tipo B, en cabezal porta disco, entre bridas. Calculado de acuerdo al Código ASME Sec.VIII, montado sobre niple bridado soldado al cuerpo del recipiente.
- Manómetro PI, hermético, tipo intemperie, clase 1,5; según Norma IRAM IAP A 51.65. Escala acorde con la presión de trabajo, de 4" de diámetro con tubo Bourdon y mecanismo multiplicador en acero inoxidable. Caja de aleación de acero provista de visor de vidrio, aro metálico cromado roscado, con sello de goma sintética y conexión roscada de bronce de 1/2" NPT en el respaldo inferior. Apto para soportar sobrecargas del 30 %. Con válvula aguja de Ø 1/2", conexión a rosca, para bloqueo y purga en derivación, en acero forjado con interiores en acero inoxidable AISI 316. Con todos los accesorios, niples, codos, tee, etc., necesarios para su instalación en el equipo. Instalado en una cupla soldada y de ubicación que permita fácil observación.
- Termómetro a dial TI, bimetalico, caja circular de aleación de acero Ø 4". Rango de 0-100 °C. Provisto con vaina hermética de acero inoxidable, de rosca exterior Ø 3/4" NPT, e interior Ø 1/2" NPT, que permita el libre desmontaje del termómetro. Responderá a la clase S.A.M.A. (Normal), tipo V, construcción apta para intemperie. Instalado en una cupla soldada y de ubicación que permita fácil observación.
- Indicadores de Nivel LG, tipo reflex para interfaz líquido-gas y del tipo transparente doble visión para interfaz líquido-líquido, en caja de acero forjado con válvulas de bloqueo y purga a un colector común de Ø 1/2" que se unirá a las restantes purgas. Largo de visión mínimo de 290 mm. Conectado al cuerpo del separador en posición coincidente con la de los controladores de nivel de petróleo y agua. Sobre la caja debe marcarse por entalladura pintada, los niveles máximos y mínimos de acuerdo a los límites que fije el controlador de nivel. Vinculados al equipo con válvulas esféricas.
- Saca muestras, deberá contar con no menos de 8 tomas de Ø 1/2" para indicación de nivel, con su correspondiente cañería y válvula esférica de Ø 1/2" cada una.
- Válvulas de drenaje esférica, una para petróleo Ø 3" y una para agua Ø 3", de acero al carbono, según Norma ASTM A 216, grado WCB, con conexiones a bridas según Norma ANSI B-16.5. Con su correspondiente cañería terminada en brida hasta los límites del equipo.
- Conexiones para limpieza con vapor de Ø 2", con brida y contrabrida ciega, según ANSI B-16.5 apta para máxima presión de trabajo, con prolongación interior conectada a la cámara de las placas coalescedoras y a la caja de chicanas, la que actuará como distribuidor de vapor.
- Válvula de venteo esférica Ø 3".
- Conexión para limpieza de fondo de Ø 2" #150, con brida y contrabrida ciega, según ANSI B-16.5.
- Conexiones para salida de barros (seis), distribuidas proporcionalmente a lo largo del equipo; cada una con la correspondiente cañería y válvula a diafragma de paso recto Ø 3" #150 Saunders-Valam KB-900, cuerpo A-216 WCB, diafragma de vitón, con actuador tipo KB modelo ESC-63, posición de falla normal cerrado (FC), con válvula solenoide de 3 vías antiexplosiva, enlazados a un PLC modular que comanda la apertura y cierre de las válvulas, las seis líneas convergen a un colector de Ø 4".
- PLC compuesto de Base de 3 rack, con alimentación 110/220VCA, CPU de 3.8 K Words total, módulo de salida tipo relé 8 pts, cable para conexión de PC, unidad de acceso, cable para conexión de unidad de acceso; debe estar habilitado para conectarse con una PC para monitoreo, utilizando un protocolo standard.
El sistema actúa abriendo cada una de las seis válvulas del FWKO, cada cuatro (4) horas, durante un lapso de diez (10) segundos. La secuencia de apertura se hace desde los extremos al centro hasta terminar, y se reinicia el ciclo, es decir 1-6-2-5-3-4-1...
- Cuna o monturas de soporte, el cuerpo del separador se instala sobre cunas o monturas de soporte. Su diseño seguirá los lineamientos y prácticas recomendadas por el Código ASME, basados en el método presentado por L.P.Zick al que también se refiere la Norma API 2510.
- Escalera metálica, desmontable, de 400 mm de ancho, con plataforma superior y resguardo de sustentación para operación segura.
- Bocas para inspección y/o limpieza, 2 de Ø 24". Consiste de un niple bridado soldado al cuerpo del separador, con contrabrida ciega, junta espiralada y bulones ó espárragos con tuercas, según Norma ANSI B 16.5. Con izaje giratorio.
- Alimentación de Gas para instrumentos, mediante una derivación Ø 1" cupla roscada, ubicada en la salida del Gas del equipo. La regulación de presión primaria del fluido es la que en definitiva accionará todos los instrumentos de regulación, verificación y control del equipo. Con decantador de líquidos y válvula de drenaje. Manifold con válvula de seguridad y manómetro, de derivación a cada

instrumento por cañería independiente con válvulas aguja y purga, y válvulas esféricas previas al bloqueo, para una correcta provisión de accionamiento neumático.

Especificaciones técnicas particulares del armado:

El recipiente es calorifugado con lana mineral en colchonetas ó secciones rígidas de lana de vidrio de 2" de espesor, densidad 100 Kg/m³, con barrera de vapor, de acuerdo a ASTM C547 Clase 1, conductividad térmica no mayor a 0.26 BTU. Pulg./hora.Pie² a 75°F de temperatura promedio, incombustibilidad de acuerdo a UL 723, encogimiento de acuerdo a ASTM C 553, resistencia a hongos y bacterias de acuerdo a ASTM D 2020 y con protección exterior de chapa galvanizada de BWG 19 (1mm). Las líneas de salida de agua, petróleo, y los stand pipe de los indicadores de nivel LG, también calorifugados, estos últimos con traceado eléctrico para mejorar la visión.

Los ánodos de sacrificio aleación Galvalum III, modelo U-79AX de Ø 76mm de longitud adecuada al 80% del diámetro del recipiente, instalados suspendidos en la parte superior del recipiente a través de una brida de Ø 4" con conexiones tipo Vitaulic para permitir su control de potencial o extracción sin necesidad de vaciar y/o abrir el equipo.

Las líneas de descarga de gas, petróleo, agua y drenajes, correctamente soportadas se prolongan terminadas en bridas alineadas sobre el mismo lado, salvo la línea de entrada de fluido que estará del lado opuesto, todas a 300mm del piso. En plano opuesto a la entrada de fluido se ubica un skid con los cuadros de válvulas de regulación de petróleo y agua; el que tiene terminaciones bridadas a fin de realizar el conexionado con las terminaciones bridadas de las líneas de salida del equipo.

Las válvulas esféricas de paso total con internos de inoxidable, asiento con inserto de teflón. Las válvulas de hasta Ø 1 1/2" con conexión NPT, para Ø 2" y superiores conexión a brida #150 Slip On RF. El accionamiento de las válvulas esféricas de hasta Ø 4" inclusive a palanca y con esfera flotante, para diámetros superiores será con mecanismo sin fin y corona y con esfera guiada.

Las válvulas mariposas tipo wafer, aptas para colocar entre bridas según ANSI B16.5 #150, cuerpo de hierro fundido ASTM A126 Gr.B, disco de aleación 952 aluminio-bronze ASTM B148, eje de AISI 316, asiento Buna "N". Accionamiento manual a palanca para Ø 6" e inferiores y con reductor a tornillo sin fin y corona helicoidal para diámetros superiores a 6".

Los sistemas de control de Gas y Líquidos llevan conexión con válvula esférica para venteo Ø ½"y drenaje Ø 1", para purga de las válvulas de control.

Los instrumentos y válvulas aptos para trabajar a la intemperie, seleccionados de acuerdo a las condiciones de diseño y de proceso especificadas, y responden a las Normas ISA, NEMA, API RP 550, API RP 540, NFPA, ASTM.

Las tuberías y accesorios de los lazos de control de acero inoxidable normalizado Ømín. 3/8", con accesorios de conexión a compresión también de acero inoxidable. Con manifold integrales para los montajes, con válvulas aguja y purga y válvulas esféricas previas de bloqueo.

Los bulones ó espárragos y tuercas, según Norma ANSI B-16.5 y el material a la Norma ASTM A193 y A194. Las bridas del tipo Slip On RF, #150/300 según Norma ANSI B 16.5.

Protección anticorrosiva interior:

- La aplicación y preparación de todas las superficies la realizará un Aplicador Calificado
- Eliminación de bordes filosos. Amolar hasta obtener un radio mínimo de 5mm.
- Amolado al ras de las costuras de soldaduras, de manera de presentar un aspecto no inferior al grado CS/BK según Norma DIN 8563, parte 3
- El recipiente no debe llevar salidas con niples, las salidas serán bridadas de Ø 50 mm como mínimo, con criterios según Norma VDI 2537
- Criterios de diseño según normas VDI 2532 y 2537 y NACE Std. 0178.
- Chorreado abrasivo seco a metal blanco s/Norma SSPC-SP-5-63
- Aplicación epoxi cerámico flexible, tipo CeramKote espesor 250µm en interior del recipiente.
- Aplicación revestimiento a base de fluoropolímero horneado, tipo Blue Armor en interior de cañerías de agua, petróleo, gas y barros

Protección anticorrosiva exterior:

- Chorreado abrasivo seco a metal casi blanco s/SSPC-10 Gr. SA 2 ½
- Aplicación epoxi altos sólidos tipo Devoe Bar-Rust, 2 capas de 125µm, total 250µm.
- Las cunas o monturas de apoyo de color Negro IRAM D 1054 11-1-060.
- Cañerías de Gas, color Amarillo IRAM D 1054 05-1-040
- Cañerías aire instrumentos, color Azul IRAM D 1054 08-1-060.
- Cañerías electricidad, color Negro IRAM D 1054 11-1-060.
- Cañerías de petróleo, color Castaño IRAM D 1054-07-1-150.
- Cañerías de agua, color verde IRAM D 1054-01-1-140.

Chapa de identificación: La chapa de identificación de acero inoxidable, está fijada por soldadura o tornillos en el frente del recipiente, y en la misma se consigna: Fabricante, caudal operativo, presión de prueba y diseño, temperatura de diseño, material y espesor de chapa en cuerpo y cabezales, espesor de corrosión, diámetro y longitud de envolvente, volumen del equipo, peso de equipo vacío y en operación, estampa de calidad del recubrimiento anticorrosivo interior.

Control de calidad: Test radiográfico de todas las soldaduras; e hidrostático, de acuerdo con lo establecido en el Código ASME Sección VIII, Div. 1, manteniendo la presión durante seis (6) horas sin que se produzcan pérdidas ni exudaciones, luego del ensayo se reemplazan todas las juntas.

Los manuales de operación y mantenimiento deben incluir los planos aprobados y los certificados de control de calidad de fabricación de cada elemento constitutivo y de la aplicación del recubrimiento interno anticorrosivo (chorreado abrasivo seco s/Norma SSPC-VIS1, aplicación, ensayo de adherencia, ensayo de espesor, ASTM D1186, ASTM D4285, ASTM D4414, ASTM D4417, ASTM D4541, ASTM D5162, ASTM E377, DIN 4624.).

El PLC debe contar con una garantía expresa que el Hardware y Firmware [programas de computación no volátiles contenidas en un dispositivo de hardware como memoria de sólo lectura (ROM)] provistos, cumplen, y continuarán cumpliendo, todos y cada uno de los estándares y criterios necesarios para su uso y operación en el Año 2000 y siguientes, en total y completa conformidad con cualquier especificación aplicable establecida y no requerirá ninguna re-elaboración, reprogramación, modificación, reinstalación o recopilación.

Montaje - Conexionado - Instalación:

Para el montaje en obra, se debe efectuar un estudio de suelos, a fin de determinar el valor de fundación de las bases, de acuerdo a las características dimensionales y de peso del FWKO. El predio terminado debe quedar en su parte superior con una superficie de aproximadamente 30 m. x 10 m., donde se corta el terraplén hasta la profundidad que determine el estudio; luego se rellena en capas de caliza no mayores de 10 cm compactando con agua y elementos mecánicos apropiados.

Posteriormente, se procede a la construcción de las bases según los lineamientos indicados en los planos del fabricante del FWKO, de manera de asegurar la estabilidad del equipo, y considerando una velocidad de viento de 64 m/seg para el diseño.

El hormigón que sobresale del terreno debe quedar terminado sin imperfecciones para lo cual se deberá utilizar encofrado apropiado. A 150 mm del nivel del terreno se debe construir una platea que abarque la base. El FWKO se montará sobre dados de 300 mm de altura de la base, donde se apoyarán las cunas de la envolvente, donde se soporta el equipo. Se efectúa la instalación de las cañerías de ingreso, descargas, escaleras, plataformas, etc.

Una vez instalado el FWKO totalmente equipado, se debe verificar y ajustar el siguiente instrumental:

- Sistema de regulación de nivel de petróleo
- Sistema de regulación de nivel de interfase
- Sistema ecualizador de presión / salida de gases
- Instrumentación asociada (manómetros, termómetros, visores de nivel, etc.)
- Sistema automático de drenajes de barro. PLC
- Protección catódica

Puesta en marcha:

- 1) Cerrar todas las válvulas de purga y los bloqueos. Dejar una sola válvula de venteo abierta.
- 2) Llenar con agua hasta el 75% de su diámetro.
- 3) Cerrar la válvula de venteo que se dejó abierta.
- 4) Habilitar el suministro de gas a instrumentos. Abrir los bloqueos del sistema ecualizador.
- 5) Presurizar a la presión de operación.
- 6) Abrir los bloqueos de descarga de agua y petróleo, y gradualmente el ingreso de fluido al equipo.
- 7) Controlar el funcionamiento de los controladores de nivel de interfase y de petróleo.

Una vez que el equipo se encuentre funcionando dentro de su capacidad, su marcha continuará en forma automática.

Ventajas del sistema de tratamiento FWKO:

- Ecológicas
 - Sistema cerrado de separación trifásica.
 - Eliminación de piletas API de H°A° generalmente abiertas.
 - Eliminación de tanque cortador generalmente con escape de gas.
- Económicas
 - Tecnología moderna.
 - Niveles de proceso mas estables.
 - Disminución de costos operativos.
 - Disminución de stock improductivo.
 - No necesita recinto de contención como los tanques.
 - No necesita limpieza de barros, se eliminan automáticamente.
- Eficiencia
 - Optimización del rendimiento.
 - Equipos cerrados y paquetizados.
 - Sistema compacto. Transportable. Resistente.
 - Diseño ASME Sec.VIII, recipiente sometido a presión.
 - Simple manejo operativo. Menor espacio físico.
 - Cumple la función de amortiguar variaciones de caudal.
 - Trabaja como separador trifásico y como skimmer.
 - La acción coalescente mejora la separación líquido-líquido.
 - Totalmente automatizado.
 - Los efluentes resultantes cumplen con las normativas.
 - Puede complementar otro sistema de tratamiento.

Sistemas FWKO adoptados por YPF SA. en Argentina: A partir de 1995 YPF SA. comenzó a implementar proyectos cerrados de deshidratación, para los cuales se adoptaron los siguientes sistemas de tratamiento FWKO:

- | | |
|------------------------------|--|
| • 2 en Pta. Las Heras LH-3 | 15000 Sm ³ /d gas + 10500 m ³ /d oil + 4500 m ³ /d agua |
| • 1 en Pta. Los Perales LP-3 | 2500 Sm ³ /d gas + 1700 m ³ /d oil + 900 m ³ /d agua |
| • 1 en Pta. Los Perales LP-3 | 3000 Sm ³ /d gas + 4500 m ³ /d oil + 2500 m ³ /d agua |
| • 2 en Pta B-104 Barrancas | 5000 Sm ³ /d gas + 2000 m ³ /d oil + 8000 m ³ /d agua |
| • 1 en Pta. Cañadón Seco | 8800 Sm ³ /d gas + 2473 m ³ /d oil + 6327 m ³ /d agua |
| • 2 en Pta. El Medanita | 2000 Sm ³ /d gas + 1000 m ³ /d oil + 9000 m ³ /d agua |
| • 2 en Pta. Señal Picada | 2000 Sm ³ /d gas + 1000 m ³ /d oil + 9000 m ³ /d agua |
| • 1 en Pta. Lomas del Cuy | 3000 Sm ³ /d gas + 4500 m ³ /d oil + 5500 m ³ /d agua |
| • 2 en Yac.. Filo Morado | 5000 Sm ³ /d gas + 900 m ³ /d oil + 600 m ³ /d agua |
| • 1 en Pta. Escalante | 3000 Sm ³ /d gas + 4500 m ³ /d oil + 2500 m ³ /d agua |
| • 1 en Pta. El Trébol | 3000 Sm ³ /d gas + 1000 m ³ /d oil + 9000 m ³ /d agua |
| • 1 en Pta.23T Pico Truncado | 3000 Sm ³ /d gas + 1000 m ³ /d oil + 9000 m ³ /d agua |

Panorama económico: Los sistemas de tratamiento FWKO adoptados por YPF SA. Argentina considerando todos los adelantos tecnológicos en materia de protección anticorrosiva, instrumentación, internos, etc., representan las siguientes inversiones aproximadas:

- | | | | |
|----------------------------|--------------------------|--------------------------|------------|
| • Capacidad de tratamiento | 7.000 m ³ /d | Ø 3.600mm x 12.000mm T-T | \$ 360.000 |
| • Capacidad de tratamiento | 10.000 m ³ /d | Ø 3.300mm x 17.000mm T-T | \$ 420.000 |
| • Capacidad de tratamiento | 15.000 m ³ /d | Ø 4.200mm x 18.000mm T-T | \$ 590.000 |

Teniendo en cuenta que la provisión, montaje e instalación de un tanque cortador de como mínimo 2.000 m³ de capacidad, oscila en los \$800.000, sin considerar el costo del recinto de contención y el sistema contra incendio, necesarios para su seguridad operativa, se puede estimar un ahorro económico de no menos del 60% respecto a los sistemas tradicionales de tratamiento.

Panorama operativo: Los resultados operativos relacionados con la calidad de los efluentes, en los sistemas de tratamiento FWKO nos muestran como ejemplo los siguientes rendimientos:

- Caudal procesado 7.000 m³/d agua + petróleo
- Petróleo crudo de ingreso 50% de agua + 22% de emulsión
- Agua tratada de salida: dw=1.02 gr/cm³, 60 ppm Hc, Ø 70µn
- Petróleo tratado de salida SG=0.94, 15% de agua + 0% de emulsión
- Temperatura de operación 35°C
- Presión de operación 3 Kg/cm²

Según la necesidad operativa, mediante la regulación del nivel de interfase agua/petróleo, se puede mejorar la calidad del agua (subiendo el nivel), o bien, mejorar la calidad del crudo de salida (bajando el nivel).

En los sistemas de tratamiento de corte convencionales, es decir mediante tanques cortadores y/o piletas API debidamente equipados, los resultados operativos relacionados con la calidad de los efluentes son considerablemente inferiores a los logrados mediante sistemas con FWKO.

El sistema de drenaje de barro en los FWKO se realiza automáticamente, mientras los sistemas tradicionales se deben apartar de servicio periódicamente para realizar la limpieza y extracción de barro, ocasionando un importante tiempo de inactividad, u obligando a disponer instalaciones de reserva.

CONCLUSIONES:

En la explotación de hidrocarburos la inyección de agua para Recuperación Secundaria ha mejorado su participación en el incremento de la producción, representando casi el 50% del total de petróleo producido por YPF S.A en Argentina.

Esta acción también ha ocasionado un paulatino crecimiento de la cantidad de agua producida, que ha obligado a seleccionar equipamientos tecnológicamente adecuados para lograr su separación y posterior tratamiento para su reinyección.

El sistema de tratamiento, en su primera etapa de corte mediante la separación trifásica utilizando unidades Free Water Knockout, resulta la alternativa mas aceptable teniendo en cuenta los aspectos fundamentales en que hoy en día se sostiene la actividad petrolera, como son el impacto ecológico, la eficiencia operativa y el aspecto económico.

Los últimos adelantos tecnológicos en materia de protección anticorrosiva para medios de alta agresividad, adecuados detalles de diseño en el sistema de coalescencia e internos, han permitido desarrollar estos sistemas de tratamiento FWKO de manera que se ha logrado alcanzar los mas óptimos resultados operativos del momento. Asimismo, disponer de un sistema flexible que permite mantener sus rendimientos en función del tiempo ante las posibles variaciones de caudales de procesamiento propias de la evolución del yacimiento.

ANEXOS

Contribuciones técnicas: Detalle de Normas, códigos, leyes y decretos de aplicación para la construcción, montaje, instalación, puesta en marcha y operación del sistema de tratamiento FWKO:

ANSI B 31.8	Cañerías y accesorios
API 6.A	Válvulas: Norma
ANSI B-31	Plantas recuperadoras de hidrocarburos pesados
ANSI B-31.8	Plantas de acondicionamiento y almacenaje.
M.F.S.S.-192	Seguridad para cañerías
API-600	Válvulas esclusas de acero
API RP-200	Ventoeo de tanques
ASTM A-53	Caños de acero
ASTM A-234	Accesorios de cañerías
ANSI B-16.5	Bridas para cañerías
ANSI B-16.9	Accesorios de acero forjado para soldar
ANSI B-16.10	Dimensiones de válvulas
ANSI B-16.21	Juntas no metálicas para bridas
ANSI B-16.25	Dimensiones y terminaciones para soldadura
ANSI B-36.10	Calidades de aceros para cañerías
NACE RP 01-69	Corrosión - Protección catódica
DIN 8563, pt. 3	Aseguramiento de la calidad en operaciones de soldadura. Uniones por soldadura de fusión en aceros
DIN 55928, pt. 4/1, 7	Protección anticorrosiva de estructuras de acero por medio de capas de materiales orgánicos y metálicos. Preparación de superficies
NACE Std RP0178	Detalles de fabricación, requisitos para la terminación las superficies y consideraciones apropiadas para el diseño de componentes y recipientes a ser recubiertos
SSPC-VIS1	Norma de patrones visuales para superficies de aceros tratados por chorreado abrasivo.
SSPC-VIS3	Norma de patrones visuales para aceros que han sido tratados por medios mecánicos
SSPC / NACE-1 y NACE-2	Preparación de superficies metálicas a pintar
NACE Std RP0191	Aplicación de revestimiento interno en cañerías y accesorios.
VDI 2532 / 2537	Protección de superficies con materiales orgánicos. Diseño y ejecución de estructuras metálicas que requieren protección de superficies
ASTM D1186	Medición de espesores de capa seca de pinturas con aparatos de medición magnéticos
ASTM D4285	Método de ensayo para establecer la presencia de aceite o agua en el aire comprimido
ASTM D4414	Método para la medición del espesor de capa húmeda de pinturas utilizando medidores recortados
ASTM D4417	Método de ensayo para la medición en el campo del perfil de anclaje de aceros que han sido tratados por chorreado abrasivo
ASTM D4541	Método de ensayo de recubrimientos por tracción, utilizando un aparato portátil para la medición de la adhesividad
ASTM D5162	Ensayo de discontinuidades (poros) de recubrimientos no conductores sobre superficies metálicas
ASTM E377	Método para la medición de humedad con un psicrómetro (medición de las temperaturas de bulbo seco y de bulbo húmedo).
DIN 4624	Pinturas y barnices. Ensayo de adhesividad por el método de tracción
ANSI - B1.1	Roscas para tornillos
ANSI - B2.1	Roscas para caños
IRAM 5063	Roscas y caños
API 6.A	Roscas
API 1104	Procedimientos de soldaduras
API 1105	Procedimientos de soldaduras
ASME Sec. IX	Calificaciones de soldaduras
ANSI D31.3	Petroleum refinery piping code
AWS	Soldadura
API RP-550	Instrumental
ISA	Instrumentación
NEMA	Seguridad en instrumentación
ANSI - C1	Código de electricidad

Under Writers Laboratories	Instalaciones eléctricas
IRAM	Aplicación a equipos y materiales.
IEC 79	Protección de equipos eléctricos en áreas potencialmente riesgosas
IEC 114	Grados de protección de cerramientos
IEC 92	Cableado
IRAM 2281	Puesta a tierra
IRAM-IAP-IEC 79	Vigentes para electrotecnia
IEEE 142	Práctica recomendada para la puesta a tierra de fuentes de suministro de energía comercial e industrial.
ISA S.5.2, 1976	Símbolos gráficos para diagramas lógicos
ISA S.5.3, 1982	Símbolos gráficos para sistemas de instrumentación de control distribuido/visualización compartida, lógicos y de computación
BS 1259	Equipos y circuitos eléctricos intrínsecamente seguros
BS 5501	Equipos eléctricos para uso en atmósferas explosivas
ISA-RP-5517/BS-5887	Prueba de hardware - Sistemas de computación de proceso digital
IEC-144/BS-5420	Protección de ingreso para polvo y agua
IRAM	Construcciones civiles: Materiales
CIRSOC	Obras civiles
CONCAR 70	Prevención Sísmica
INTI.- DIN	Estructura de Hormigón armado
DIN 1054	Estructuras metálicas
API RP 500	Clasificación de áreas para instalaciones eléctricas
Leyes Nac. 13660, 9688	Seguridad e higiene industrial
Leyes Nac.13893 y 19587	Seguridad e higiene industrial
Decreto 351/79	Seguridad en el trabajo
YPF SA. N° 290	Colores y señales de seguridad e identificación de instalaciones operativas y de almacenamiento.
Resolución S.E. N° 105/92	Procedimientos p/ la protección del medio ambiente

BIBLIOGRAFIA

- API Pub. 420 "The chemistry and chemicals of coagulation and flocculation" Aug./1990
- API Pub. 421 "Desing and operation of oil-water separators" Feb./1990
- API Spec 12J "Specification for oil and gas separator" Oct./1989
- "Le Tritement dess Effluents Huileux" Jacques Lefebvre - Degrémont Agosto/1996
- Applied Water Technology, Dr. Charles C. Patton - Campbell Petroleum Sept./1995

Fig.1 - PID típico de un sistema de tratamiento FWKO

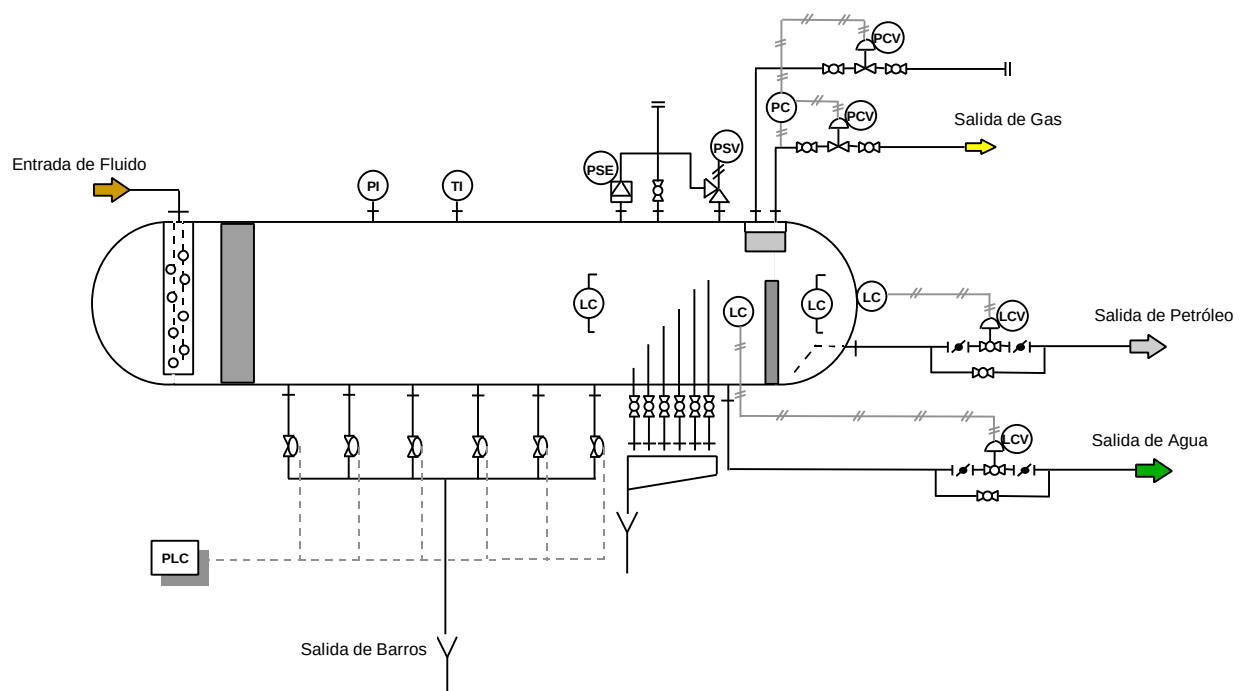


Fig. 2 - Cubos de placas coalescedoras de acero inoxidable AISI 316

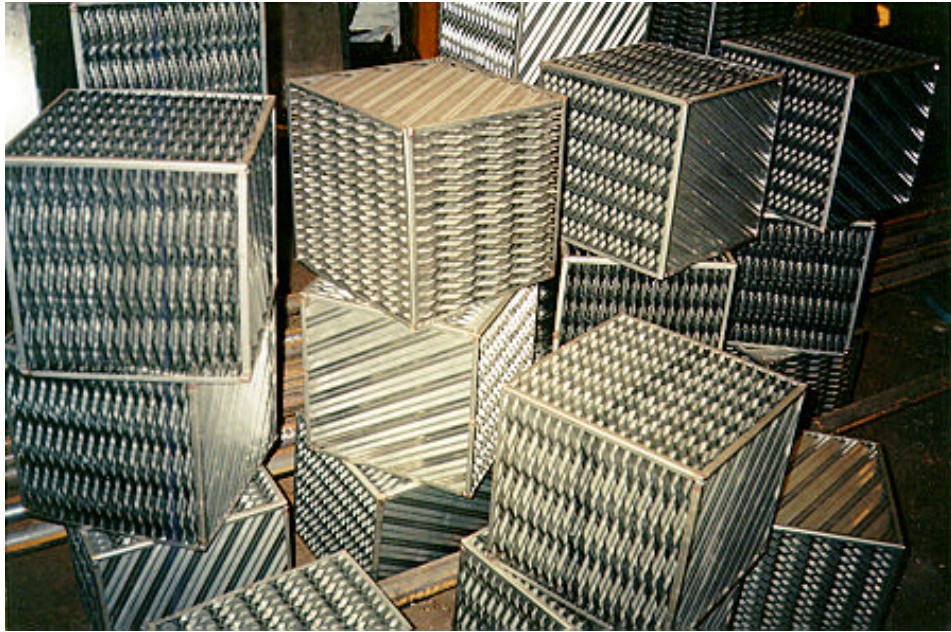


Fig.3 Vista stand pipe entrada de fluido y armado parcial de placas en el interior del FWKO

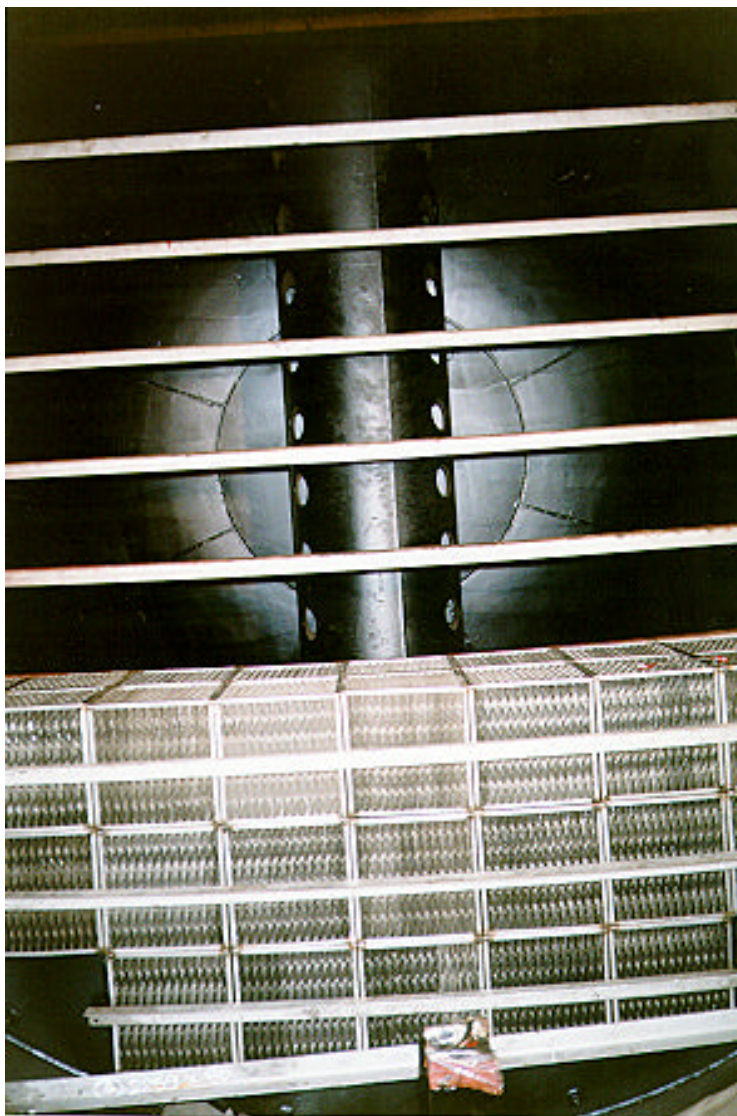


Fig. 4 - Vista del armado de placas coalescedoras y ánodos de sacrificio dentro del FWKO.

