

REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

2.1. EMULSIONES DE AGUA EN PETROLEO CRUDO²

El agua y el aceite son esencialmente inmiscibles, por lo tanto, estos dos líquidos coexisten como dos distintos. La frase “aceite y agua no se mezclan” expresa la mutua insolubilidad de muchos hidrocarburos líquidos y el agua. Las solubilidades de hidrocarburos son bajas pero varían dramáticamente, desde 0.0022 ppm para el tetradecano hasta 1760 ppm del benceno en el agua. La presencia de dobles enlace carbono-carbono (por ejemplo alkenos, dialkenos y aromáticos) incrementan la solubilidad del agua. El agua está lejos de ser soluble en hidrocarburos saturados (por ejemplo: parafinas o alcanos) y la solubilidad del agua decrece con el incremento del peso molecular de los hidrocarburos.

Una emulsión es una suspensión cuasi-estable de finas gotas de un líquido dispersos en otro líquido, como se muestra en la figura 1. El líquido presente como pequeñas gotas es la fase dispersa o interna, mientras que el líquido que lo rodea es la fase continua o externa. Las emulsiones algunas veces son clasificadas de acuerdo al tamaño de las gotas dispersas; considerándose como macroemulsión cuando el rango de las gotas es de 10 a 150 micras y como microemulsión o micela cuando el tamaño de gotas varía de 0.5 a 50 micras.

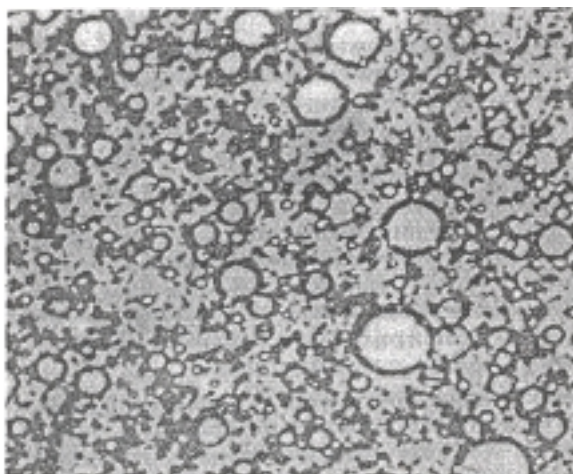


Figura 1.- Microfotografía de una emulsión agua en aceite (PETEX,1990,p.7)

2.Schramm, Laurier L. (1992) “Petroleum Emulsions”.

Existen tres requisitos para formar una emulsión:

- Dos líquidos inmiscibles.
- Suficiente agitación para dispersar un líquidos en pequeñas gotas.
- Un emulsificador para estabilizar las gotas dispersas.

Las emulsiones son causadas por turbulencia o agitación ya que el golpeteo dispersa una de las fases en muchas gotas pequeñas. La tensión interfacial o superficial tiende a la coalescencia de las gotas. Muchas gotas dispersas en una fase continua tienen una gran área colectiva interfacial, sin embargo, como las partículas coalescen, el área total interfacial disminuye. La tensión superficial representa energía potencial disponible para producir un área interfacial más pequeña. Luego, la tendencia natural es que la coalescencia ocurra. Una tensión interfacial baja, disminuye la coalescencia de las gotas de la emulsión. Dos líquidos puros inmiscibles no pueden formar una emulsión estable, sin la presencia de fuerzas estabilizadoras de la emulsión, pequeñas gotas se unirán nuevamente y decrecerá el área interfacial, la energía total de superficie y la energía libre de Gibbs del sistema.

Una tercera sustancia o agente emulsificante debe estar presente para estabilizar la emulsión. El típico emulsificador es un agente activo de superficie o surfactante. Las moléculas del surfactante son anfipáticas, es decir, una parte de su molécula es hidrofílica o soluble en agua y la otra es lipofílica o soluble en aceite. Los surfactantes estabilizan las emulsiones por migración a la interfase aceite-agua y forman una película interfacial alrededor de las gotas. Las moléculas de surfactantes se alinean ellas mismas en la interfase polar hidrofílica en la fase acuosa y en la no polar hidrofóbica en la fase aceite. Esta película estabiliza la emulsión debido a las siguientes causas:

- ✓ Reduce las fuerzas de tensión superficial que se requiere para la coalescencia de las gotas. Este decremento en la tensión superficial puede ser dramático. Añadiendo menos de 1 % de un surfactante puede reducir la tensión superficial de las gotas de aceite en agua de 30-35 mN/m.
- ✓ Forman una barrera viscosa que inhibe la coalescencia de las gotas. Este tipo de película ha sido comparada como una envoltura plástica.

- ✓ Si el surfactante es polar, alineado en la superficie de las gotas de agua, su carga eléctrica provoca que se repelan unas gotas con otras.

Un segundo mecanismo de estabilización ocurre cuando los emulsificadores son partículas sólidas muy finas. Para ser agentes emulsificantes, las partículas sólidas deben ser más pequeñas que las gotas suspendidas y deben ser humedecidos por el aceite y el agua. Luego estas finas partículas sólidas o coloides (usualmente con surfactantes adheridos a su superficie) se colectan en la superficie de la gota y forman una barrera física. Ejemplos comunes de este tipo de emulsificadores son el sulfuro de fierro y la arcilla

Los dos tipos de emulsiones agua-aceite son conocidas como aceite-en- agua (o/w) y agua-en-aceite (w/o). Las emulsiones o/w se refieren a aceite disperso en el agua y las emulsiones w/o se refieren a agua dispersa en el aceite. El tipo de emulsión formada depende fundamentalmente del tipo de agentes emulsificantes. Una regla empírica predice que surfactantes predominantemente solubles en aceite forman emulsiones w/o y surfactantes solubles en agua producen emulsiones o/w.

En los campos petroleros las emulsiones agua-en aceite (w/o) son llamadas emulsiones regulares, mientras que las emulsiones aceite en el agua (o/w) son llamadas emulsiones inversas. Esta clasificación simple no siempre es adecuada, ya que emulsiones múltiples o complejas (o/w/o ó w/o/w) pueden también ocurrir. Emulsiones del tipo o/w/o se refieren a emulsiones consistentes en gotas de aceite dentro de gotas de agua que están dispersas en fase continua de aceite. Las emulsiones w/o/w tienen gotas de agua dispersas en gotas de aceite que a su vez están dispersas en fase continua de agua. El presente trabajo se centra en emulsiones agua-en aceite, porque éstas son las más comunes en el manejo de crudo.

En las emulsiones regulares, la fase acuosa dispersa es usualmente llamada agua y sedimento (A&S) y la fase continua es aceite crudo. El A&S es principalmente agua salina; sin embargo, sólidos tales como arena, lodos, carbonatos, productos de corrosión y sólidos precipitados o disueltos se encuentran también presentes, por lo que A&S también es llamado agua y sedimento básico (A&SB).

Los agentes emulsificadores son numerosos y pueden ser clasificados de la siguiente manera:

- ✓ Compuestos naturales de superficie activa tales como asfaltenos y resinas conteniendo ácidos orgánicos y bases, ácidos nafténicos, ácidos carboxílicos, compuestos de sulfuro, fenoles, cresoles y otros surfactantes naturales de alto peso molecular.
- ✓ Sólidos finamente divididos, tales como arena, arcilla, finos de formación, esquistos, lodos de perforación, fluidos para estimulación, incrustaciones minerales, compuestos de corrosión (por ejemplo sulfuro de hierro, óxidos), parafinas, asfaltenos precipitados. Los fluidos para estimulación de pozos son notablemente efectivos para formar emulsiones muy estables.
- ✓ Químicos añadidos tales como inhibidores de corrosión, biocidas, limpiadores, surfactantes y agentes humectantes.

Las emulsiones regulares producidas pueden ser clasificadas como duras y suaves. Por definición una emulsión dura es muy estable y difícil de romper, principalmente porque las gotas dispersas son muy pequeñas. Por otro lado, una emulsión suave o dispersión es inestable y fácil de romper. En otras palabras, cuando un gran número de gotas de agua de gran diámetro están presentes, ellas a menudo se separan fácilmente por la fuerza gravitacional. El agua que se separa en menos de cinco minutos es llamada agua libre.

La cantidad de agua remanente emulsificada varía de <1 a >60 % volumen. En los crudos ligeros (>20 °API) las emulsiones contienen típicamente de 5 a 20 % volumen de agua, mientras que en los crudos pesados (<20 °API) tienen a menudo de 10 a 35 % de agua, tal como puede observarse en la figura 2. La cantidad de agua libre depende de la relación agua/aceite y varía significativamente de un pozo a otro. En este trabajo, la palabra “agua” significa agua producida y es una salmuera conteniendo cloruro de sodio y otras sales.

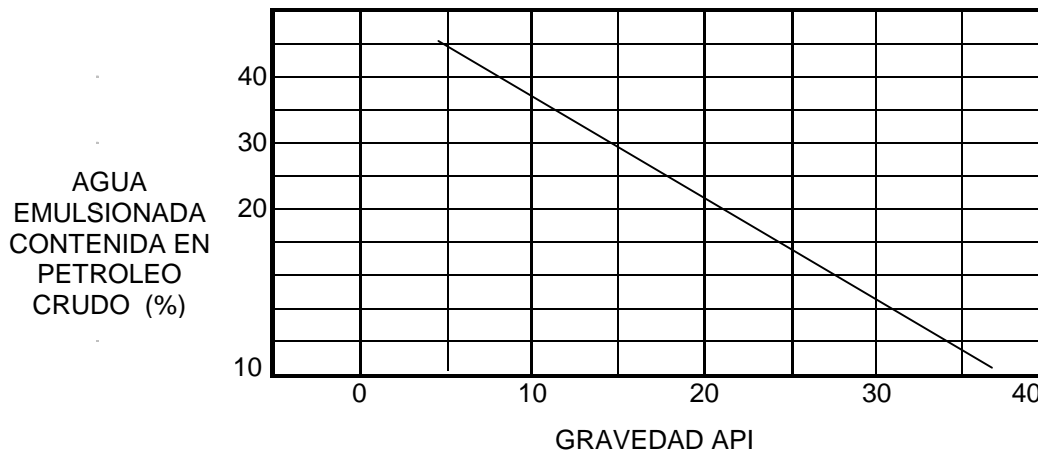


Figura 2.- Estimación de agua emulsionada contenida en crudo (NATCO, 1981)

La inyección de vapor y la inyección de agua a yacimientos, son factores que promueven la formación de emulsiones.

En resumen los problemas de emulsiones en los campos petroleros llegan a ser más severos que los métodos para incrementar la recuperación de aceite.

2.2. Estabilidad y rompimiento de la emulsión

Las emulsiones poseen energía interfacial, por esto, son termodinámicamente inestables. Las emulsiones pueden ser rotas por tres mecanismos que son: sedimentación, agregación y coalescencia. La sedimentación se refiere a la caída de las gotas de agua en el aceite crudo, el agrupamiento de dos o más gotas es llamado agregación y por último la coalescencia que ocurre cuando las gotas originales pierden sus identidades y se funden en gotas más grandes reduciendo el área de interfase total. El rompimiento de la emulsión depende de los siguientes parámetros: película interfacial, viscosidad de la fase continua, tamaño de la gota, relación de volumen de fases, temperatura, pH, edad, salinidad de la salmuera y tipo de aceite.

Película interfacial. Las gotas dispersas están en constante movimiento, por lo tanto frecuentemente colisionan. Una película interfacial suficientemente fuerte para evitar la coalescencia es absolutamente necesaria para mantener la

estabilidad de la emulsión. Una mezcla de surfactantes forman un empaque cerrado, produciendo una película mecánicamente fuerte.

Viscosidad de la fase continúa. Una viscosidad alta en la fase externa disminuye el coeficiente de difusión y la frecuencia de colisión de las gotas, por lo que se incrementa la estabilidad de la emulsión. Una alta concentración de las gotas también incrementa la viscosidad aparente de la fase continúa y estabiliza la emulsión. Las emulsiones son, en general, fluidos no newtonianos.

Tamaño de la gota. Gotas muy pequeñas producen emulsiones más estables porque las gotas más grandes tienden a atraer a gotas más pequeñas. Una gran distribución de tamaños de partículas produce una emulsión menos estable que una distribución uniforme de tamaño de gota.

Relación de volumen de fase. Incrementando el volumen de la fase dispersa se incrementa el número de gotas y/o tamaño de gota, el área interfacial y la tensión superficial. La distancia de separación también se reduce y esto incrementa la colisión de las gotas. Todos estos factores reducen la estabilidad de la emulsión.

Temperatura. Usualmente, la temperatura tiene un efecto muy fuerte en la estabilidad de la emulsión. Incrementando la temperatura se incrementa la difusión de las gotas, decrece la viscosidad de la fase externa, disminuye la película interfacial y se modifica la tensión superficial. Todos estos cambios decrementan la estabilidad de la emulsión.

pH. La adición de ácidos o bases inorgánicos cambia radicalmente la formación de películas de asfaltenos y resinas que estabilizan las emulsiones agua/aceite. Ajustando el pH se puede minimizar la estabilidad de la película que estabiliza la emulsión e incrementar la tensión superficial.

Edad. La edad incrementa la estabilidad de la emulsión porque el tiempo permite que los surfactantes migren a la interfase de la gota. Esta película o piel alrededor de la gota llega a ser más gruesa, más fuerte y más dura. La cantidad de agentes emulsificantes se incrementa por oxidación, fotólisis, evaporación o por la acción de bacterias.

Salinidad de la salmuera. La concentración de la salmuera es un factor importante en la formación de emulsiones estables. Agua fresca o salmuera con

baja concentración de sal favorecen la estabilidad de las emulsiones. Por el contrario, altas concentraciones de sal provocan pérdida en la estabilidad de las emulsiones.

Tipo de aceite. Los crudos con aceite de base parafínica usualmente no forman emulsiones estables, mientras que los crudos nafténicos y de base mixta forman emulsiones estables. Ceras, resinas, asfaltenos y otros sólidos pueden influenciar la estabilidad de la emulsión. En otras palabras, el tipo de crudo determina la cantidad y tipos de emulsificadores naturales.

Diferencia de densidad. La fuerza neta de gravedad que actúa en una gota es directamente proporcional a la diferencia en densidades entre la gota y la fase continua.

2.3.Velocidad de asentamiento³

La velocidad de asentamiento de la gota de agua se determina usando la ley de Stokes:

$$V = gd^2(\rho_d - \rho_f)/18\mu_f \quad \text{Ec.-1}$$

Donde:

V = velocidad de asentamiento o ascenso

g = aceleración debido a la gravedad

d = diámetro de gota

ρ_d = densidad de la gota

ρ_f = densidad del fluido

μ_f = viscosidad absoluta del fluido

Una versión alterna de la ecuación anterior, usada tradicionalmente en la industria petrolera es:

$$V = (1.072 \times 10^{-4})d^2(\rho_d - \rho_f)/\mu_f \quad \text{Ec.-2}$$

3.Bansbach Paul L. (1970) "The How and Why of emulsions"

Donde:

V = velocidad de asentamiento o descenso, ft/min

d = diámetro de la gota, μm

ρ_d = densidad de la gota, g/cm^3

ρ_f = densidad del fluido, g/cm^3

μ_f = viscosidad del fluido, cp

Estrictamente hablando, la Ley de Stokes es válida solamente para una sola y rígida gota moviéndose lentamente (no interactuando con otras gotas, con número de Reynolds < 1).

La Ley de Stokes también puede ser usada para determinar los efectos de las propiedades del fluido producido en la estabilidad de la emulsión. Primero, la velocidad de asentamiento es proporcional al cuadrado del diámetro de la gota, por lo tanto, una emulsión puede ser estabilizada reduciendo el diámetro de gota. Las gotas de una emulsión están generalmente en el rango de 0.5-50 μm . Los tamaños de gota arriba de 10-150 μm deben ser clasificadas como una dispersión. Actualmente el 90 % de las técnicas utilizadas para la extracción de petróleo crudo generan o agravan los problemas de emulsión. Los químicos usados en las fracturas de la formación, estimulaciones de pozos, inhibición de corrosión, etc., frecuentemente causan problemas de emulsión muy severos, por lo que existen también métodos para romperlas, tales como el calentamiento, aditivos químicos, tratamiento eléctrico y asentamiento.

2.4.Prevenición de la emulsión

Existen opiniones divididas referente a si las emulsiones están presentes o no desde la formación. Lo que no se discute es que las emulsiones se forman en el aparejo de producción del pozo y en las instalaciones superficiales, debido al golpeteo (turbulencia) y a la presencia del agua, por lo que es recomendable eliminar el golpeteo (turbulencia) y remover el agua del aceite lo más alejado posible de las instalaciones de producción. Las recomendaciones anteriores no

siempre son posible lograrlas, por lo que en muchos casos es necesario prepararse para el rompimiento de las emulsiones inevitablemente formadas.

En pozos fluyentes, una agitación considerable es generalmente causada por el gas saliendo de solución, conforme decrece la presión. Este gas también causa turbulencia cuando fluye a través de accesorios y restricciones en la tubería de producción.

Esta turbulencia formadora de emulsión puede ser reducida pero no eliminada instalando un estrangulador de fondo. Este estrangulador reduce la estabilidad de la emulsión por las siguientes causas:

1. Hay menos presión diferencial a través de un estrangulador de fondo.
2. La temperatura del fondo del pozo son considerablemente más altas que las temperaturas en superficie.
3. Hay flujo laminar para una gran distancia corriente abajo del estrangulador de fondo y correspondientemente menos turbulencia.

En algunos casos la inconveniencia de un estrangulador de fondo es compensado por el ahorro en el consumo de producto desémulsificante.

En los pozos de “gas-lift”, la emulsificación es causada principalmente en dos lugares:

- en el punto donde el “gas lift” es introducido
- en la cabeza del pozo

Cuando “gas lift” intermitente es usado, la emulsión generalmente es creada en la cabeza del pozo o en el equipo en superficie. Cuando es usado “gas lift” continuo, mucha de la emulsión es formada abajo del pozo en el punto de inyección de gas.

2.5.Deshidratación de petróleo crudo

La deshidratación de crudo o tratamiento de aceite consiste en la remoción de agua, sales, arenas, sedimentos y otras impurezas del petróleo crudo.

Dependiendo del tipo de aceite y de la disponibilidad de recursos se combinan cualquiera de los siguientes métodos típicos de deshidratación de crudo:

1. tratamiento químico
2. tiempo de retención

3. calentamiento
4. tratamiento eléctrico

2.5.1. Tratamiento químico:

Extraño, pero cierto, los compuestos químicos desemulsificantes son agentes activos de superficie, similares a los emulsificadores.

Los desemulsificantes tienen tres acciones principales:

1. Fuerte atracción hacia la interfase aceite-agua; ellos deben desplazar y/o neutralizar a los emulsificadores presentes en la película de la interfase.
2. Floculación: neutralizan las cargas eléctricas repulsivas entre las gotas dispersas, permitiendo el contacto de las mismas.
3. Coalescencia: permiten que pequeñas gotas se unan a gotas más grandes que tengan suficiente peso para asentarse. Para esto se requiere que la película que rodea y estabiliza las gotas sea rota.

Las teorías de cómo actúan los desemulsificantes están incompletas. Estas teorías fallan al pretender explicar el funcionamiento de los diferentes tipos de compuestos químicos. Sin embargo, dos generalidades son válidas. Primero, los desemulsificantes efectivos tienen alto peso molecular, que son comparables a los surfactantes naturales. Segundo, usados como emulsificadores, los desemulsificantes tienden a producir emulsiones inversas (w/o).

Una teoría tradicional acerca de cómo trabajan los desemulsificantes, es que ellos “neutralizan” a los agentes emulsificadores; en otras palabras, rompen las emulsiones w/o, al tender en forma natural a formar emulsiones w/o. Otra explicación es que los desemulsificantes hacen que la película que rodea a la gota de agua se vuelva muy rígida o se contraiga para finalmente romperse.

Los productos químicos desemulsificantes pueden caracterizarse como sigue⁴:

- esterres, son buenos deshidratadores, provocan un asentamiento lento de las gotas de agua, pero al sobredosificarse provocan emulsiones inversas (o/w).
- di-epóxicos, son excelentes deshidratadores, pero provocan un asentamiento lento de las gotas de agua

4. Smith, H. Vernon y Kenneth E. Arnold (1987), “Crude oil emulsions”

- uretanos, buenos deshidratadores, provocan un asentamiento lento de las gotas de agua
- resinas, son buenos deshidratadores, provocan un asentamiento rápido de las gotas de agua, dan un agua separada limpia.
- polialquilenos, pobres deshidratadores, lento asentamiento de las gotas de agua
- glicoles, requiere mezclarse con otros para aplicarse
- sulfonatos, buenos humectantes de sólidos y tiene capacidad para el asentamiento de las gotas de agua, sobredosificandose no causa emulsiones inversas (o/w), pero pueden causar la precipitación de partículas de sulfuro de hierro en el agua separada.
- poliesteraminas, agentes de superficie activa violentos, deshidratan en bajas dosificaciones, al sobredosificarse producen emulsiones inversas (o/w)
- oxialquilados, buenos agentes humectantes, son usados en mezclas.
- poliaminas, son lentos en el asentamiento de las gotas de agua.
- alcanolaminas, son rápidos en el asentamiento de las gotas de agua.

Un solo compuesto químico no puede proveer las tres acciones requeridas anteriormente citadas, por lo que los desemulsificantes comerciales son una mezcla de varios desemulsificantes básicos (30-60 %) más la adición de solventes adecuados, tales como nafta aromática pesada, benceno, tolueno o alcohol isopropílico para obtener un líquido que fluya a la menor temperatura esperada. Los desemulsificantes son insolubles en agua y muy solubles en aceite para que puedan difundirse rápidamente a través de la fase de aceite y alcancen las gotas de agua.

Por el contrario, los desemulsificantes para emulsiones inversas w/o son muy solubles en agua. Comúnmente son poliaminas cuaternarias de amonio de alto peso molecular mezcladas con aluminio, hierro o cloruro de zinc.

Los desemulsificantes deben ser dosificados en forma continua en la relación determinada por pruebas de botella y/o pruebas de campo. La dosificación en forma de choque no es muy recomendable. Los rangos de dosificación pueden

variar de 2 a 200 ppm, aunque generalmente se dosifican en un rango de 10 a 60 ppm. Generalmente los crudos pesados requieren mayor dosificación que los crudos ligeros.

El exceso de dosificación de desemulsificante incrementa los costos de tratamiento, incrementa el aceite contenido en la salmuera separada, puede estabilizar aun más la emulsión regular (agua/aceite) y puede producir emulsiones inversas (agua/aceite).

Los desemulsificantes deben ser inyectados tan temprano como sea posible (en el fondo o en la cabeza del pozo). Esto permite más tiempo de contacto y puede prevenir la formación de emulsión corriente abajo.

La inyección de desemulsificante antes de una bomba, asegura un adecuado contacto con el crudo y minimiza la formación de emulsión por la acción de la bomba.

La selección y preparación del tipo de desemulsificante debe coincidir con el recipiente de tratamiento de la emulsión. Los tanque de lavado que tienen largo tiempo de retención (8-24 horas), requieren desemulsificantes de acción lenta. Por otro lado, los tratadores-calentadores y las unidades electrostáticas con corto tiempo de retención (15-60 minutos) requieren desemulsificantes de acción muy rápida. Problemas como precipitación de parafinas en climas fríos, incremento de sólidos por corridas de diablo, adición de compuestos químicos para estimulación de pozos, pueden requerir el cambio del desemulsificante de línea.

Debido a que los agentes desemulsificantes son tan numerosos y complejos para permitir su completa identificación, seleccionar el desemulsificante más adecuado es un arte y una ciencia. La selección está basada en pruebas empíricas de laboratorio conocidas como pruebas de botella, cuyo procedimiento específico es descrito en el método API MPMS 10.4 (1988).

Obviamente, para el éxito de la prueba de botella se requiere de una buena muestra de la emulsión del sistema. Para que una muestra sea buena, debe reunir las siguientes características:

1. Debe ser representativa de la corriente

2. Debe ser un compósito de la producción de los pozos individuales que están alimentando al tratador
3. Contener cantidades representativas de los químicos presentes en el sistema, tales como inhibidores de corrosión y parafinas
4. Debe ser fresca para evitar la estabilización por envejecimiento de la emulsión

El tratamiento químico en general ofrece las siguientes ventajas:

1. La formación de las emulsiones puede ser completamente prevenida dosificando los desemulsificantes desde una etapa temprana del tratamiento.
2. La emulsión puede ser rota en frío, reduciendo los costos de calentamiento de la emulsión y la pérdida de gravedad asociada con el calentamiento.

Las desventajas del tratamiento químico son:

1. Una sobredosificación puede producir nuevas emulsiones que son a menudo más difíciles de romper que las emulsiones originales.
2. No siempre es económico romper las emulsiones sólo con el tratamiento químico, generalmente es necesario el uso de energía adicional, como calentamiento o electricidad, para reducir los costos del tratamiento químico.

2.5.2. Tratamiento gravitacional

El asentamiento gravitacional se lleva a cabo en grandes recipientes llamados tanques, sedimentadores, tanques de lavado, “gun barrels” y eliminadores de agua libre (EAL).

Los eliminadores de agua libre (EAL) son utilizados solamente para remover grandes cantidades de agua libre, la cual es agua producida en la corriente, pero que no está emulsionada y se asienta fácilmente en menos de 10-20 minutos.

El crudo de salida de un EAL todavía contiene desde 1 hasta 30 % de agua emulsionada. En el interior de estos recipientes que son de simple construcción y operación, se encuentran bafles para direccionar el flujo y platos de coalescencia.

El agua es removida por la fuerza de gravedad y esta remoción provoca ahorros

en el uso de combustible de los calentadores. Un calentador requiere de 350 Btu para calentar un barril de agua 1 °F, pero solamente requiere 150 Btu para calentar 1 barril de crudo 1 °F. El calentamiento de agua, aparte de que es un desperdicio de energía provoca problemas de incrustación y requiere del uso adicional de tratamiento químico muy costoso para prevenir la incrustación.

Los eliminadores de agua libre (EAL), no son lo mejor ya que ellos solo remueven el agua libre. Los compuestos químicos rompedores de emulsión pueden, ser adicionados a la alimentación del recipiente. Los EAL están protegidos por ánodos de sacrificio y por aditamentos para prevenir la corrosión por el efecto del agua de sal.

Otro sistema que es muy importante mencionar son los tanques de lavado o comúnmente llamados "Gun Barrels"; estos recipientes usualmente operan con media parte de agua y la otra parte lo cubre el aceite, la alimentación de crudo se realiza por la parte inferior por medio de distribuidores de tal manera que el agua que viene con el aceite entre en contacto con el agua del recipiente para que la coalescencia del agua se lleve a cabo, y por la parte superior, está la salida de aceite limpio cumpliendo con especificaciones de sal y de contenido de agua, cabe hacer mención que para una mayor eficiencia de separación agua-aceite se usan desemulsificantes químicos.

2.5.3.Tratamiento térmico

Los tratadores-calentadores pueden ser de tipo directo e indirecto en función de la forma en que se aplica el calor.

En los calentadores-tratadores de tipo directo el calor es transferido por contacto directo de la corriente alimentada con el calentador. Aunque este tipo presenta problemas de sedimentos y de corrosión pueden manejar mayores volúmenes de fluidos con menor gasto de combustible que los calentadores indirectos.

Estos calentadores directos operan eficientemente en procesos operando en baja presión y donde los fluidos manejados no son muy corrosivos.

El esquema típico de calentadores-tratadores directos tipo vertical y horizontal se muestran en las figuras 3 y 4 respectivamente.

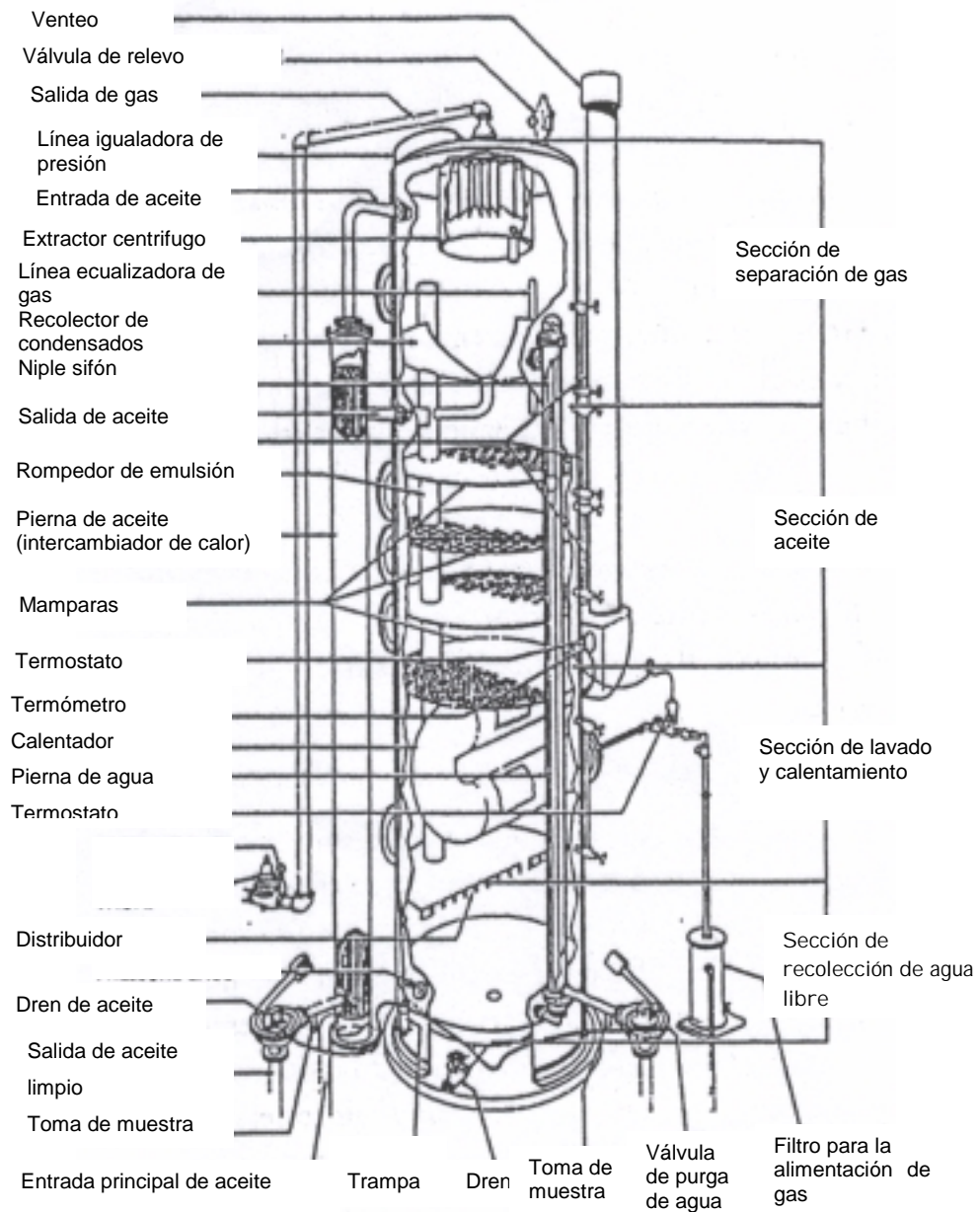


Figura 3. Esquema típico de calentador- tratador directo tipo vertical (Howell Training Co. 1979)

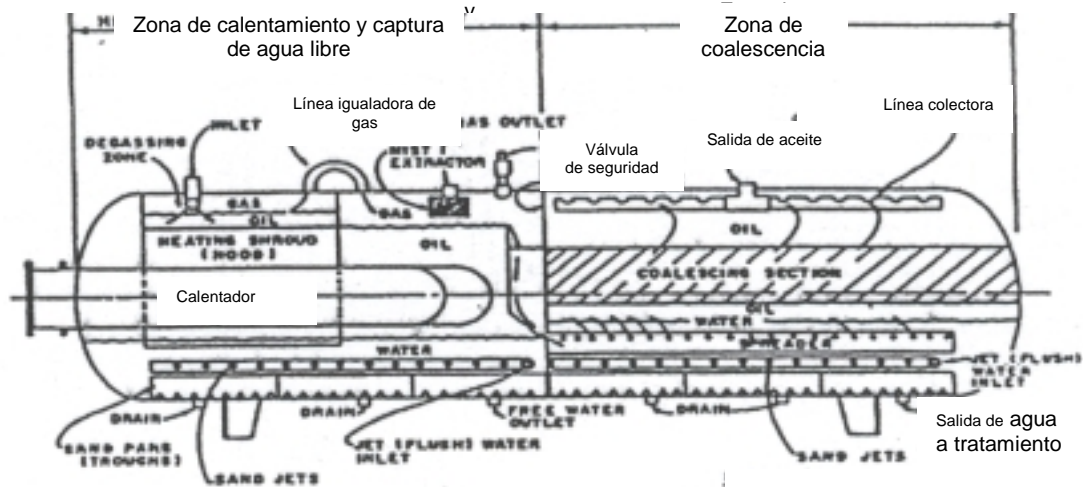


Figura 4. Esquema típico de calentador-tratador directo tipo horizontal (API Spec 12L, 1987)

El diseño normal de un tratador-calentador tipo vertical cumple las siguientes funciones:

1. Desgasificado de la emulsión de entrada.
2. Remoción de arenas, sedimentos y agua libre previo al calentamiento.
3. Lavado con agua y calentamiento de la emulsión.
4. Coalescencia y asentamiento de las gotas de agua. Coalescencia mecánica puede ser usada en ésta sección.

El aceite deshidratado caliente puede ser usado para precalentar la emulsión de entrada usando un intercambiador de calor.

Los calentadores-tratadores no son recomendables para remover grandes cantidades de agua libre y ésta limitante llega a ser más aguda en yacimientos viejos con gran producción de agua congénita. En estos casos la instalación previa de un EAL es una solución ideal.

Las mismas funciones básicas son previstas en un calentador directo tipo horizontal, como se muestra en la figura 4. La alimentación es parcialmente desgasificada, luego direccionada hacia la parte de abajo para la precipitación del agua libre y la arena. Después la alimentación es calentada y sufre una última desgasificación. Posteriormente a través de un distribuidor pasa a un baño de agua para finalmente pasar a la sección de coalescencia

Las partículas sólidas, tales como arena, escama, productos de corrosión se depositarán en la parte inferior de estos equipos. Si estos sedimentos no son removidos puede causar los siguientes problemas:

1. Acumularse y ocupar un volumen importante en el recipiente y eventualmente bloquear la corriente de alimentación.
2. Bloquear la transferencia de calor y causar quemado del equipo de calentamiento
3. Interferir los controles de nivel, ánodos, válvulas, medidores y bombas. Asimismo pueden incrementar el crecimiento bacteriano y la velocidad de corrosión.

Para prevenir la depositación de estos sedimentos se pueden instalar “hidrojets” que operando a 30 psi por arriba de la presión de operación del calentador pueden remover los sedimentos para su drenado por la parte inferior del recipiente.

En los calentadores de tipo indirecto primero se calienta un fluido. Posteriormente a través de un intercambiador de calor el fluido de calentamiento transfiere calor a la corriente de alimentación.

En este tipo de calentadores disminuye el riesgo de explosión y son utilizados en instalaciones donde es posible recuperar calor, tales como el gas caliente de salida de las turbinas.

En general el calentamiento ya sea de tipo directo o indirecto tiene las siguientes ventajas:

1. Reduce la viscosidad de la fase continua: un incremento en la temperatura de 10 °F baja la viscosidad de la emulsión por un factor de 2.
2. Incrementa el movimiento browniano y la colisión de las gotas de agua para su coalescencia.
3. Incrementa la diferencia de densidad entre la salmuera y el crudo
4. Promueve una mejor distribución del desemulsificante
5. Disuelve las parafinas cristalizadas que le dan estabilidad a las emulsiones. Esto se logra manteniendo la temperatura del crudo por arriba de su punto de nube.
6. Debilita la película de emulsificante que rodea a las gotas de agua.

Sin embargo el calentamiento presenta las siguientes desventajas:

1. Provoca la migración de los compuestos más volátiles del crudo hacia la fase gas. Esta pérdida de ligeros en el crudo provoca una disminución de volumen del crudo calentado (encogimiento) y una disminución en su gravedad API.
2. Incrementa los costos de combustible
3. Incrementa los riesgos en las instalaciones
4. Requieren mayor instrumentación y control
5. Causa depósitos de coke.

2.5.4. Tratamiento electrostático⁵

La velocidad de asentamiento por gravedad es muy lenta, tal como se expone en la Ley de Stokes. Por ejemplo una gota de agua de 20 micras de diámetro en un crudo de 33 °API a 100 °F y una viscosidad de 6.5 cp se asienta a una velocidad de 0.07 ft/hr.

La molécula de agua es polar (figura 5), por lo tanto, un campo eléctrico incrementa la coalescencia de las gotas dispersas en el aceite, por dos mecanismos que actúan simultáneamente:

1. Sometidas a un campo electrostático, las gotas de agua adquieren una carga eléctrica neta.
2. La distribución al azar de las gotas de agua en el seno del aceite, al pasar por el campo electrostático se alinean con su carga positiva orientada al electrodo cargado (negativo).

Una gota de agua aislada en contacto con un electrodo cargado adquiere la siguiente carga:

$$Q = 1.65(4\pi r^2)\epsilon_{oil}\epsilon_0 E \quad \text{Ec.-3}$$

5. Lucas R. N. (1976) "Electrical dehydration and desalting of crude Oil"

Donde:

Q = carga de la gota, Coulombs (C)

r = radio de la gota (m)

ϵ_{oil} = constante dieléctrica relativa del crudo, adimensional

ϵ_0 = constante dieléctrica del vacío

= $8.85 * 10^{-12}$ Faradio/metro (F/m)

E = campo eléctrico entre electrodos (V/m)

= $PD / \Delta x$

PD = diferencia de potencial entre los electrodos, voltios (V)

Δx = espacio entre electrodos, m

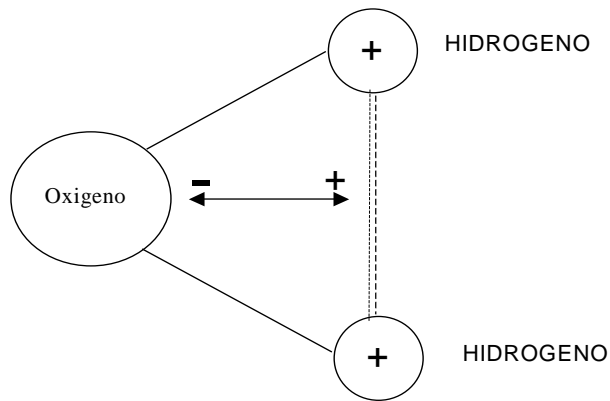


Figura 5.-Efectos de los campos electrostáticos en gotas de agua (NATCO, 1991)

Esta gota de agua con carga eléctrica tiene la siguiente fuerza electrostática:

$$F_e = Q * E = 6.6 * \pi * r^2 * \epsilon_{oil} * \epsilon_0 * E^2 \quad \text{Ec.-4}$$

Donde: F_e = fuerza electrostática en la gota de agua, Newtons (N).

La fuerza de atracción entre dos gotas de agua con cargas opuestas es, de acuerdo con la ley de Coulomb:

$$F_e = \frac{Q_1 * Q_2}{4 * \pi * \epsilon_{oil} * \epsilon_0 * x^2} \quad \text{Ec.-5}$$

Donde:

Q_1 = carga en la primera gota de agua, C

Q_2 = carga en la segunda gota de agua, C

x = distancia entre los centros de las dos gotas, m

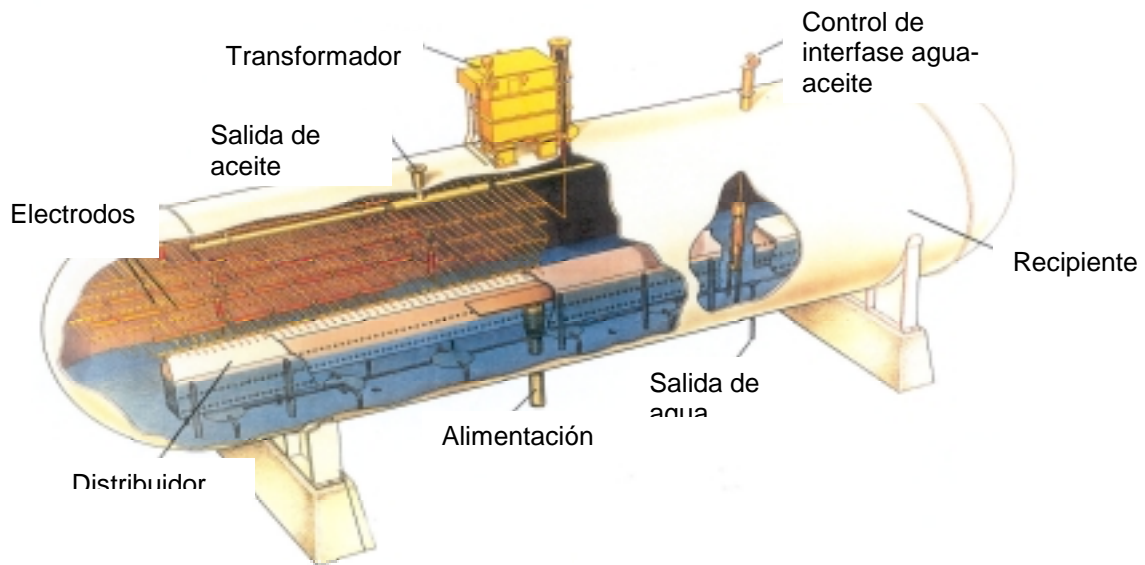
Para dos gotas polarizadas de igual tamaño, alineadas en el campo eléctrico, la fuerza de atracción es:

$$F_e = 3 * \pi * \epsilon_{oil} * \epsilon_0 * E^2 * d^6 / x^4 \quad \text{Ec.-6}$$

Donde: d = diámetro de la gota de agua, m.

Estas fuerzas de atracción electrostática pueden ser mucho más grandes que la fuerza de gravedad presente. La relación de fuerza electrostática con la fuerza de gravedad es de aproximadamente de 1000 para gotas de agua de 4 micras de diámetro en crudo de 20° API expuesto a un gradiente eléctrico típico de 5 Kv/in.

Un tratador horizontal electrostático típico es mostrado en la figura 6. La alimentación pasa a través de un distribuidor a un baño de agua para la coalescencia de las gotas de mayor tamaño. Las parrillas de electrodos de alto voltaje están localizados en la parte superior del recipiente, arriba de la interfase agua-aceite. En caso que el nivel del baño de agua esté tan alto que alcance a los electrodos se produce un violento cortocircuito, por lo que esto debe ser evitado para la correcta operación del tratador.



En la figura 7 se observan los componentes eléctricos principales de un tratador electrostático de corriente alterna (CA). El transformador convierte el voltaje de línea (440 V) al voltaje requerido (16,000 V). Este alto voltaje es alimentado a través de un buje aislado al electrodo inferior, también llamado electrodo cargado. El electrodo a tierra está suspendido y aislado, arriba del electrodo cargado. Usualmente los dos electrodos horizontales están paralelos a una distancia de 6 a 8 pies.

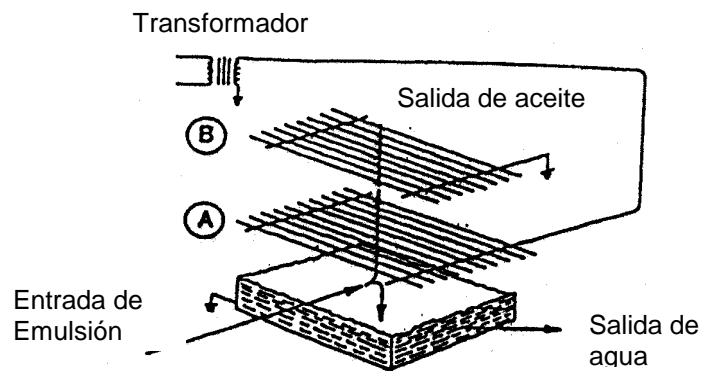


Figura 7.- Electrodos de corriente alterna

Los tratadores electrostáticos son usados generalmente cuando existen las siguientes circunstancias:

- Cuando el gas combustible para calentar la emulsión no está disponible o es muy costoso.
- Cuando la pérdida de gravedad API es económicamente importante.
- Cuando grandes volúmenes de crudo deben ser tratados en una planta a través de un número mínimo de recipientes.

Las ventajas del tratamiento electrostáticos son:

- La emulsión puede ser rota a temperaturas muy por abajo que la que requieren los tratadores-calentadores.
- Debido a que sus recipientes son mucho más pequeños que los tratadores-calentadores, eliminadores de agua libre y gun-barrels, son ideales para plataformas petroleras marinas.
- Pueden remover mayor cantidad de agua que otros tratadores.
- Las bajas temperaturas de tratamiento provoca menores problemas de corrosión e incrustación.

La mayor desventaja de los tratadores electrostáticos es el gasto adicional del sistema eléctrico requerido, sistemas de control y de mantenimiento.

En general se puede decir que el uso de un tratador electrostático de determinadas dimensiones procesará el doble que un tratador de otro tipo que tenga las mismas dimensiones. Asimismo el uso de la electricidad permite la deshidratación a bajas temperaturas.

2.6. Desalado de petróleo crudo

Como se mencionó anteriormente, las sales minerales están presentes en el crudo en diversas formas, tales como: cristales solubilizados en agua emulsionada, productos de corrosión o incrustación insolubles en agua y compuestos organometálicos como las porfirinas o los naftenatos.

Después de la deshidratación o del rompimiento de la emulsión, el petróleo crudo todavía contiene un pequeño porcentaje de agua remanente. Los tratamientos típicos del aceite anteriormente mencionados (adición de desemulsificantes,

calentamiento, sedimentación y tratamiento electrostático) pueden reducir el porcentaje de agua del crudo a rangos de 0.1-1.0 % volumen. Este valor de 0.1-1.0 % agua consiste en numerosas gotitas de agua dispersas en el seno del crudo.

La salinidad de la salmuera producida puede variar desde 1,000 ppm hasta la saturación, que es de 300,000 ppm (30 % peso); sin embargo lo usual es encontrar salmueras en el rango de 20,000-150,000 ppm (2 a 15 %peso). Por comparación, el agua de mar contiene de 30,000-43,000 ppm (3-4.3 % peso) de sales disueltas. El contenido de sal en el crudo normalmente es medido en libras de cloruros, expresado como cloruro de sodio equivalente, por 1000 barriles de crudo limpio (Libras por Mil Barriles –LMB-, Pounds per Thousand Barrels –PTB). Cuando el crudo es procesado en las Refinerías, la sal puede causar numerosos problemas operativos. Las incrustaciones de sal en los equipos causa disminución de flujo, taponamiento, reduce la transferencia de calor en los intercambiadores, taponan los platos de las fraccionadoras. La salmuera es también muy corrosiva y representa una fuente de compuestos metálicos que puede envenenar los costosos catalizadores. Por lo tanto, las refinerías usualmente desalan el crudo de entrada a menos de 1 Libra por Mil Barriles (LMB). Esta corrosividad de la salmuera producida ha resultado también en especificaciones en el contenido de salinidad del crudo de 20-30 LMB para la transportación en carrostanque o ductos. El desalado en campo reduce la corrosión corriente abajo (bombeo, ductos, tanques de almacenamiento, carrostanque). Adicionalmente la salmuera producida puede ser adecuadamente tratada para que no cause los daños mencionados en los equipos y sea inyectada al yacimiento, resolviendo un problema ambiental. En ausencia de cristales de sal sólidos, el contenido de sal en el crudo deshidratado(LMB) está directamente relacionado con el porcentaje de agua y con la concentración de salinidad de la salmuera (ppm de NaCl), de la siguiente forma:

$$lbsal = (blcrudo) \left(\frac{blagua}{blcrudo} \right) \left(\frac{lbagua}{blagua} \right) \left(\frac{lbsal}{lbagua} \right) \quad \text{Ec.-7}$$

Usando la base convencional de 1,000 bl de crudo limpio:

$$LMB = (1000) \left(\frac{(\% \text{ Agua})}{100 - \% \text{ Agua}} \right) (350 GE_{\text{agua}}) \left(\frac{ppm_{\text{peso}}}{10^6} \right) \quad \text{Ec.-8}$$

La ecuación anterior (Ec.-8) se utiliza para calcular el contenido de sal en el crudo para un nivel de deshidratación/desalado expresado como % volumen remanente de agua y salinidad.

La tabla (2-1) muestra el % agua en volumen requerido para obtener una especificación de 10 LMB para una salinidad dada de salmuera remanente.

Tabla 1. Contenido de sal vs % agua y salinidad		
Especificación de sal (LMB)	Nivel de deshidratación (% vol. De agua)	Dilución requerida de la salmuera (ppm de NaCl en el % de agua remanente)
10	0.1	28,100
10	0.2	14,100
10	0.3	9,500

Estos cálculos muestran que la especificación de salinidad de 10 LMB puede alcanzarse si el % de agua remanente está más debajo de 0.1 % volumen, cuando la salmuera remanente contiene 28,100 ppm de sal. Sin embargo, en muchos casos una salmuera residual conteniendo 0.1 % volumen no siempre se logra y menos cuando la salmuera del campo contiene más de 28,100 ppm de sal. La conclusión obvia es que, a menudo el desalado es necesario. En la década de los 70, en el prolífico medio oriente se producía crudo seco, libre de sal; sin embargo ésta situación ha cambiado. El envejecimiento del yacimiento y la inyección de agua de mar para mantener la presión del yacimiento han ocasionado el incremento en el corte de agua del crudo producido por lo que se ha requerido desalar en el campo.

El desalado, el cual continúa después de un proceso de rompimiento de la emulsión y deshidratación consiste de los siguientes pasos:

1. Adición de agua de dilución (o menos salina) al crudo.
2. Mezclado del agua de dilución con el crudo.
3. Deshidratación (tratamiento de la emulsión) para separar el aceite crudo y la salmuera diluida.

Como se muestra en la figura 8 el equipo convencional para el desalado incluye:

1. Un equipo convencional de deshidratación (eliminador de agua libre, tratador- calentador o unidad electrostática).
2. Una “tee” para inyectar el agua de dilución.
3. Un mecanismo que mezcle adecuadamente el agua de dilución con el agua y las sales del crudo.
4. Un segundo tratador (tipo electrostático o tratador-calentador) para separar nuevamente el crudo y la salmuera.

En base al desalado de una etapa, el requerimiento del agua de dilución es usualmente de 5-7 % con respecto a la corriente de crudo. Sin embargo, si el agua de dilución es escasa, el desalado en dos etapas reduce el requerimiento del agua de dilución a 1-2 % con respecto a la corriente del crudo.

A continuación se muestra un diagrama de flujo de un sistema convencional de deshidratación y desalado (Figura 8).

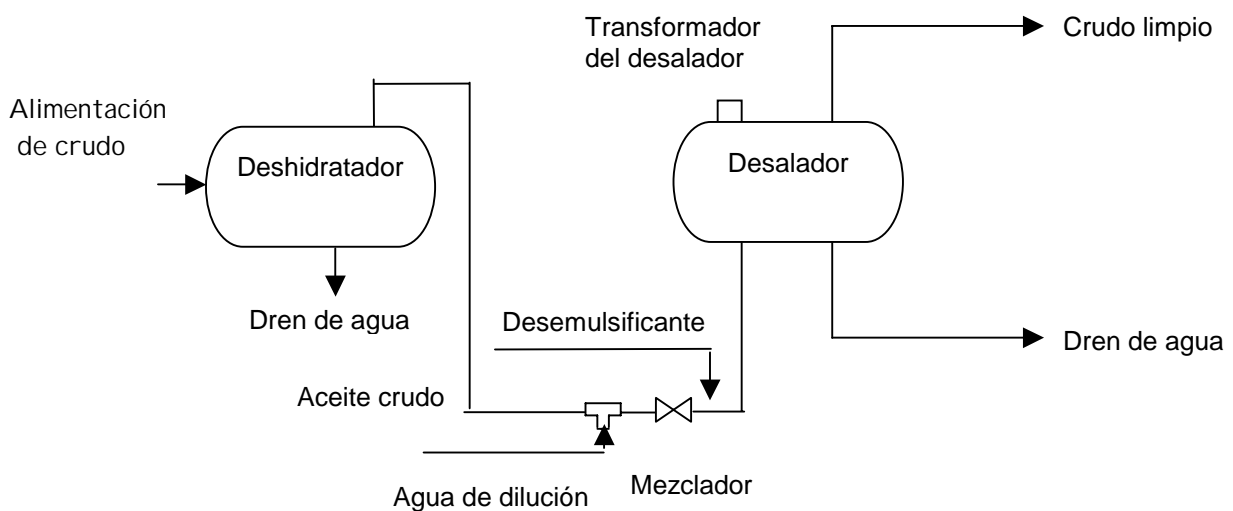


Figura 8. Sistema convencional de deshidratación y desalado.

2.6.1.Consideraciones de diseño

Los principales parámetros para el diseño del sistema de desalado son:

1. El nivel de deshidratación alcanzado
2. La salinidad de la salmuera que entra con el crudo
3. La eficiencia de mezclado
4. La salinidad del agua de dilución
5. La especificación de salinidad requerida en el crudo desalado

Nivel de deshidratación. Esta es la variable más importante para reducir el requerimiento de agua de dilución. La ecuación 8 muestra claramente que la dilución de la salmuera de entrada para alcanzar la especificación de salinidad requerida es inversamente proporcional al nivel de deshidratación alcanzado. Adicionalmente la tabla 1 muestra la importancia de reducir el % de agua del crudo deshidratado para mantener baja la salinidad del crudo. Esto explica el uso frecuente de los tratadores electrostáticos para reducir el % agua remanente en el crudo a valores de 0.1-0.15 % volumen, ya que sin el campo electrostático el % de agua remanente en el crudo varía entre 0.2-1.0 % volumen. En muchos casos es muy difícil alcanzar valores de 0.5 % de agua sin el uso de los tratadores electrostáticos.

Eficiencia de mezclado. Después de la deshidratación el % de agua remanente en el crudo existe como pequeñas gotas de agua dispersas de modo uniforme en el seno del crudo. Un completo mezclado de todas esas gotas no es posible. Por lo tanto, es una práctica estándar asumir que una fracción, E , de el agua de dilución se mezcla completamente con las pequeñas gotas del % de agua remanente en el crudo, mientras que la porción restante, $(1-E)$ del agua de dilución pasa a través del equipo desalador sin sufrir ningún cambio. Generalmente “ E ” se considera como la eficiencia de mezclado.

En la práctica la eficiencia de mezclado varía con el % de agua del crudo, el volumen del agua de dilución y la intensidad de la compatibilidad del crudo con el agua de dilución.

Los métodos utilizados para el mezclado son los siguientes:

1. Bombear el agua de inyección al crudo a través de una “tee”.
2. Inyectar el agua de dilución a través de una “tee” y posteriormente provocar el mezclado con una válvula tipo globo parcialmente abierta con una caída de presión de 15-25 psi.
3. Bombear el agua de dilución a través de unas boquillas y posteriormente con una válvula de control provocar una caída de presión de 5-15 psi.
4. Adicionar mezcladores estáticos los cuales requieren altas velocidades de flujo

PROCEDIMIENTO DE DISEÑO⁶

La figura 9 muestra la entrada y salida de materiales para un sistema de desalado. Este diagrama ayuda a escribir el balance de materiales, mostrando las diferentes corrientes de entrada y salida, suponiendo una eficiencia de mezclado, E. La corriente D (1-E) no existe, solamente es creada por la consideración de la eficiencia de mezclado E.

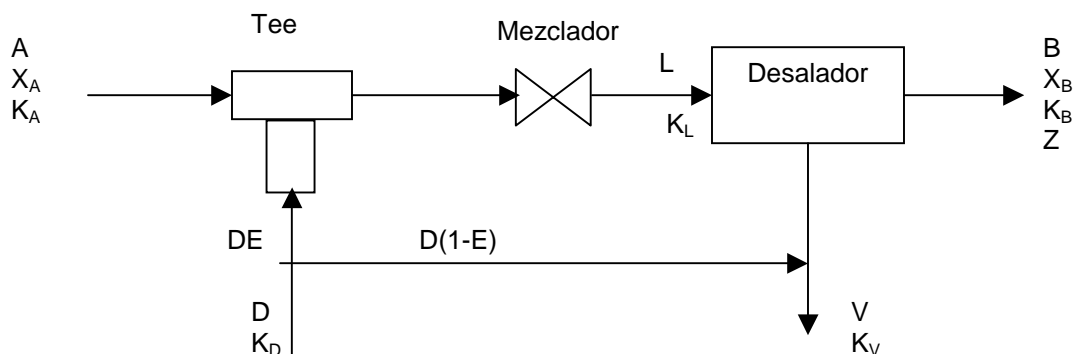


Figura 9. Entrada y salida de materiales para un sistema de desalado de crudo

$$A + D = B + V \quad \text{Ec.-9}$$

Balance del agua en la tee y en la válvula de mezclado:

$$A + ED = L \quad \text{Ec.-10}$$

Balance de sal en la tee y válvula de mezclado:

$$AK_A + EDK_D = LK_L \quad \text{Ec.-11}$$

Combinando las ecuaciones (10) y (11):

6.Burris Don (1978) "How to design an efficient crude desalting system"

$$K_L = \frac{(AK_A + EDK_D)}{(A + ED)} \quad \text{Ec.-12}$$

Considerando la corriente de crudo, B, saliendo del desalador:

$$\frac{\text{lbsal}}{1000\text{bl_crudo}} = \frac{(\text{lb_agua})(\text{lb_sal})}{(1000\text{bl_crudo})(\text{bl_agua})}$$

lo que es lo mismo: $Z = B K_B$

pero: $K_L = K_B$, por lo tanto:

$$Z = BK_B = \frac{B(AK_A + EDK_D)}{(A + ED)} \quad \text{Ec.-13}$$

Donde:

A = barriles de agua en T barriles de crudo limpio = $TX_1/(1-X_1)$

B = barriles de agua en T barriles de crudo limpio saliendo del desalador

D = flujo del agua de dilución (barriles por T barriles de crudo limpio producido)

E = eficiencia de mezclado de D con A

K = contenido de sal en el agua (lb sal /bl de agua)

T = volumen de crudo limpio (libre de agua) = 1000 bl

V = agua que sale del tratador (barriles)

X = fracción volumen del agua en la corriente de crudo

Z = contenido de sal de la corriente de crudo a la salida del tratador (lb NaCl/1000 bl de crudo limpio)

La revisión anterior de los conceptos teóricos de las emulsiones, deshidratación y desalado del petróleo crudo; sirven de base para vislumbrar las áreas de oportunidades en la planta deshidratadora Samaria II, específicamente la reducción de la salinidad y permiten definir los siguientes objetivos.