



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA

FACULTAD DE QUÍMICA

**“Métodos de Extracción y Separación
del Petróleo Crudo Antes de Enviarlo
a la Refinería”**

”

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

INGENIERÍA QUÍMICA - PROYECTOS

P R E S E N T A :

OTTO SADO TH HUERTA JIMENEZ

Numero de cta: 83390632

TUTOR:

CELESTINO MONTIEL MALDONADO



MÉXICO, D.F.

2010



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: M. en I. José Antonio Ortíz Ramírez

Secretario: M. en I. José Fernando Báez Ramos

Vocal: Dr. Miguel Ángel Rodríguez Toral

1^{er}. Suplente: Dr. Juan Pablo Aguayo Vallejo

2^{do}. Suplente: Ing. Celestino Montiel Maldonado

Lugar o lugares donde se realizó el informe de trabajo:

FACULTAD DE QUÍMICA, UNAM

1. Objetivo	5
2. Alcance	5
3. Antecedentes	5
3.1 Definición de petróleo	5
3.2 Localización	5
3.3 Geología del petróleo	6
3.4 Porosidad	7
3.5 Permeabilidad	8
3.6 Saturación de hidrocarburos	8
3.7 Tipos de petróleo	9
4. Extracción	11
4.1 Método de rotación	11
4.2 Encamisado	11
4.3 Aprovechamiento del yacimiento	11
4.4 Bombeo del petróleo	11
4.5 Inyección de agua	12
4.6 Inyección de vapor	12
4.7 Extracción en el mar	13
4.8 Esquema de perforación de un pozo en tierra	13
5. Emulsiones de Agua en Petróleo Crudo	15
5.1 Conceptos fundamentales	15
5.2 Estabilidad y rompimiento de la emulsión	19
5.3 Campo eléctrico	19
5.4 Mecanismo de ruptura de la emulsión agua en petróleo crudo	22
5.5 Prevención de la emulsión	26
5.6 Selección del tipo de tratamiento	27
5.7 Productos demulsificantes o rompedores de emulsión	28
5.8 Sinergismo entre surfactantes y aditivos químicos	29
5.9 Pruebas de botella de crudo	30
5.10 Comparación de tanques deshidratadores y tratadores electrostáticos	33
6. Métodos de Deshidratación de Crudo	35
6.1 Tratamiento químico	35
6.2 Tratamiento gravitacional	37
6.3 Tratamiento térmico	38
6.4 Tratamiento electrostático	41
6.5 Desalado de petróleo crudo	44
7. Avances en Tecnologías Electrostáticas para Deshidratación de Crudos Pesados	49
7.1 Campos electrostáticos	51
7.2 Propiedades del aceite	54
7.3 Voltajes electrostáticos	55
7.4 Frecuencia electrostática	56
7.5 Campos electrostáticos en la deshidratación del petróleo crudo	57
7.6 Diseños tolerantes de la conductividad	63
7.7 Distribución de crudo	63
8. Descripción de las tecnologías electrostáticas evaluadas	65
8.1 Tecnología de Corriente Alterna (AC) o Tecnología Convencional	65
8.2 Tecnología de Dual Polaridad (DC/AC) o Alto Voltaje de DC/AC	66
8.3 Tecnología Modulada de Dual Polaridad o Campo DC Modulado de alto voltaje con AC	68
8.4 Tecnología de Dual Frecuencia o Modulación de Campo Bimodal	69
9. Mejoras en Tecnologías Electrostáticas	69
9.1 Mejoras en tecnologías electrostáticas con el controlador regulador de carga LRC	69
10. Resultados de Pruebas Piloto o Laboratorio	71
10.1 Pruebas en Campo	73
10.2 Experiencia en operación en campo	75
10.3 Programa de pruebas y comparación de las tecnologías	76
10.4 Costo relativo de tecnologías electrostáticas	83

11. Breve Descripción de Equipos de Deshidratación Electrostática de Crudo (Natco)	86
11.1 AC Corriente alterna Deshidratación Electrostática y Desalador	86
11.2 Dual Polaridad	88
11.3 Dual Frecuencia	95
11.4 Desalador Electro dinamico	98
12. Reservas mundiales, Producción y duración	103
12.1 Diagrama y tablas de reservas y producción de crudo	103
13. Resumen de Trabajo	107
14. Conclusiones	107
15. Referencias Bibliográficas	108

1. Objetivos

El objetivo de trabajo es dar a conocer algunos métodos de separación del petróleo, dar a conocer el tipo de instalaciones y los métodos de separación que se necesitan tener para eliminar las impurezas que trae el petróleo (mezcla crudo-agua) cuando es extraído de los pozos de perforación, antes de enviarlo a la refinería, por deshidratación electrostática principalmente y algunos problemas que se pueden presentar con la deshidratación y desalado del crudo por métodos electrostáticos.

2. Alcance

El alcance contempla mostrar como es el proceso de extracción, separación de la mezcla (crudo-agua-gas), antes de enviarlo a la refinería.

Ver los procesos utilizados para la separación de la mezcla (crudo-agua-gas) en deshidratadores electrostáticos y algunas mejoras en los mismos para que la separación sea más eficiente y menos costosa.

3. Antecedentes

3.1 Definición de Petróleo

El producto es un compuesto químico complejo en el que coexisten partes sólidas, líquidas y gaseosas. Lo forman, por una parte, unos compuestos denominados hidrocarburos, formados por átomos de carbono e hidrógeno y, por otra, pequeñas proporciones de nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales. Se presenta de forma natural en depósitos de roca sedimentaria y sólo en lugares en los que hubo mar.

Su color es variable, entre el ámbar y el negro y el significado etimológico de la palabra petróleo es aceite de piedra, por tener la textura de un aceite y encontrarse en yacimientos de roca sedimentaria.

Origen

Factores para su formación:

- Ausencia de aire
- Restos de plantas y animales (sobre todo, plancton marino)
- Gran presión de las capas de tierra
- Altas temperaturas
- Acción de bacterias

3.2 Localización

Al ser un compuesto líquido, su presencia no se localiza habitualmente en el lugar en el que se generó, sino que ha sufrido previamente un movimiento vertical o lateral, filtrándose a través de rocas porosas, a veces una distancia considerable, hasta encontrar una salida al exterior en cuyo caso parte se evapora y parte se oxida al contactar con el aire, con lo cual el petróleo en sí desaparece o hasta encontrar una roca no porosa que le impide la salida. Entonces se habla de un yacimiento.

NOTA: El petróleo no forma lagos subterráneos; siempre aparece impregnado en rocas porosas (Fig.1).

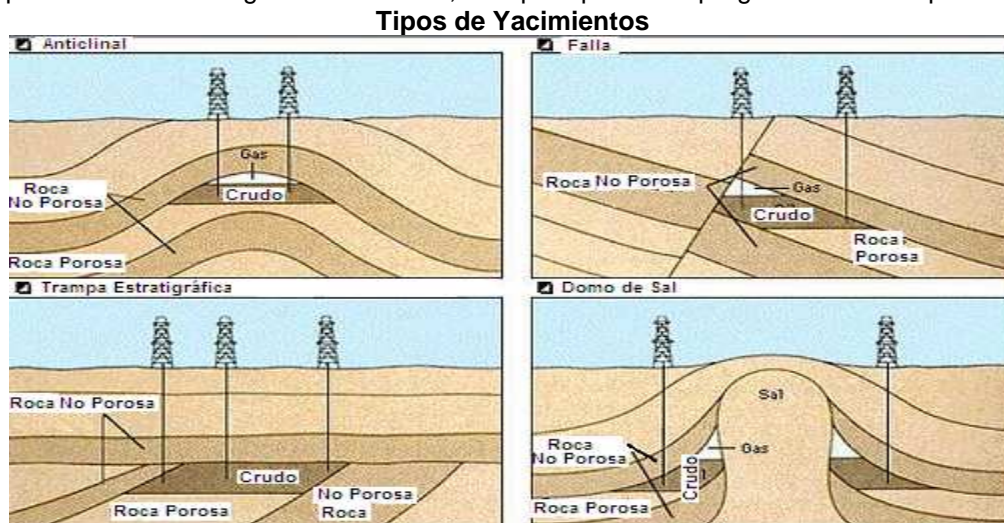


Figura. 1 (Ref. <http://www.monografias.com/trabajos35/petroleo/petroleo.shtml>)

Estratigráficos: En forma de cuña alargada que se inserta entre dos estratos.

Anticlinal: En un repliegue del subsuelo, que almacena el petróleo en el arqueamiento del terreno.

Falla: Cuando el terreno se fractura, los estratos que antes coincidían se separan. Si el estrato que contenía petróleo, encuentra entonces una roca no porosa, se forma la bolsa o yacimiento.

Domo de Sal: Cuando el yacimiento se encuentra al lado de un yacimiento de sal.

En las últimas décadas se ha desarrollado enormemente la búsqueda de yacimientos bajo el mar, los cuales, si bien tienen similares características que los terrestres en cuanto a estructura de las bolsas, presentan muchas mayores dificultades a la hora de su localización y, por añadidura, de su explotación. (Cifuentes Edgar (2003)).

3.3 Geología del Petróleo

El petróleo no se encuentra distribuido de manera uniforme en el subsuelo hay que tener presencia de al menos cuatro condiciones básicas para que éste se acumule:

- Debe existir una roca permeable de forma tal que bajo presión el petróleo pueda moverse a través de los poros microscópicos de la roca.
- La presencia de una roca impermeable, que evite la fuga del aceite y gas hacia la superficie.
- El yacimiento debe comportarse como una trampa, ya que las rocas impermeables deben encontrarse dispuestas de tal forma que no existan movimientos laterales de fuga de hidrocarburos.
- Debe existir material orgánico suficiente y necesario para convertirse en petróleo por el efecto de la presión y temperatura que predomine en el yacimiento.

La búsqueda de petróleo o gas se enfrenta con el hecho de que la superficie de la tierra tiene una historia complicada. Los geocientíficos saben que parte de la corteza terrestre, que abarcan continentes y océanos, se han trasladado con relación a otras. Cuando los continentes se separaron, zonas que eran tierra quedaron sumergidas por el mar: esas zonas se convirtieron en lugares de deposición de rocas sedimentarias. Al producirse colisiones las enormes fuerzas originadas levantaron cadenas de montañas, estrujaron las rocas en plegamientos y las echaron unas sobre otras, para formar estructuras complejas. Algunas de éstas son favorables para la acumulación de petróleo.

Una de las estructuras más comunes es el anticlinal, cuyas capas forman un arco hacia arriba o en forma convexa, con las capas antiguas cubiertas por las más recientes y se estrechan con la profundidad. Debajo del anticlinal, puede encontrarse un yacimiento de hidrocarburos, sellado por una capa impermeable. Si se perfora un pozo a través de esta cubierta, hasta llegar al yacimiento, se puede sacar petróleo a la superficie.

Trampas estratigráficas

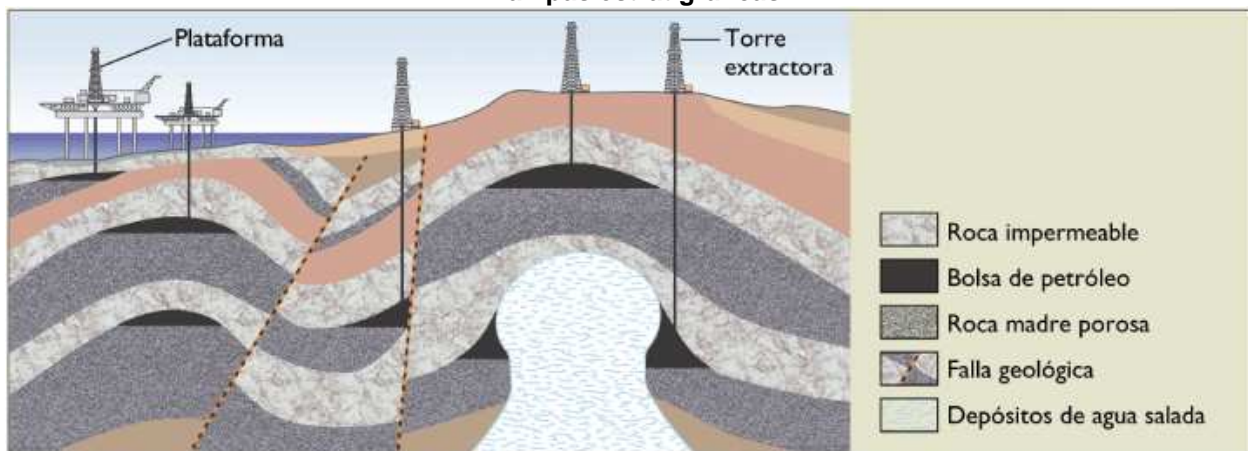


Figura 2 Trampas estratigráficas: lentes de arena donde el petróleo se encuentra impregnado entre los granos (poros). Estos lentes se encuentran rodeados por material impermeable que actúa como roca sello. (Ref. Cifuentes Edgar. Seminario de operación y producción petrolera)

Trampas estructurales

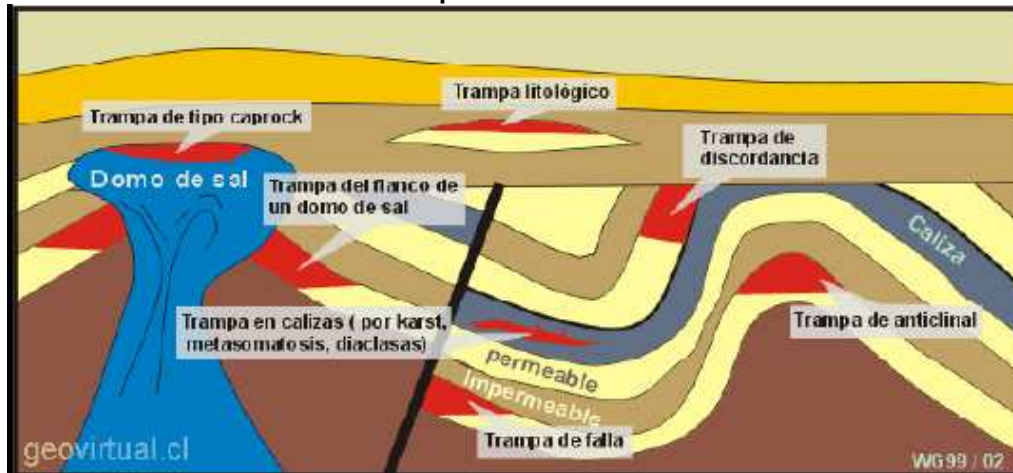


Figura 3 Trampas estructurales: responde a fractura, fallas donde se desplaza un bloque respecto del otro, y a plegamiento. El petróleo se acumula en los laterales de la falla y en la cresta de los pliegues. (Ref. <http://www.monografias.com/trabajos35/petroleo/petroleo.shtml>)

El petróleo no suele encontrarse en el lugar en el que se genera. La generación de petróleo se produce a partir de la materia orgánica que se encuentra en sedimentos de grano fino, como arcillas; a estos sedimentos se les llama rocas madre. Posteriormente el petróleo se traslada a sedimentos de grano más grueso, como areniscas, por medio de un proceso llamado migración; A veces el petróleo no encuentra obstáculos en su migración, por lo que sale o brota, a la superficie como un manantial (así el Hombre conoció la existencia de petróleo) o bien queda atrapado. Las trampas son sitios del subsuelo donde existen condiciones adecuadas para que se acumulen los hidrocarburos, éstas se caracterizan por la presencia de rocas porosas y permeables conocidas como rocas almacén o reservorios, donde se acumulan o almacenan los hidrocarburos bordeados de capas de rocas impermeables o rocas sello que impiden su migración.

Existen dos tipos de migración: primaria, desde la roca madre a la almacén, y secundaria, dentro de la roca almacén. Mientras que la migración primaria se produce siempre a través de cortas distancias, la secundaria se puede dar a distancias muy largas.

Los reservorios tienen tres propiedades cuyo conocimiento resulta fundamental para conseguir el máximo rendimiento en la exploración y producción de hidrocarburos. (Cifuentes Edgar (2003)).

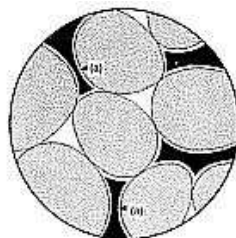
3.4 Porosidad

La porosidad es la medida de los espacios huecos en una roca, y resulta fundamental para que ésta actúe como almacén:

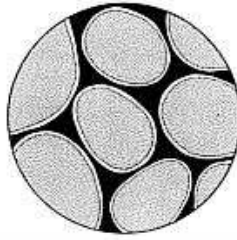
Porosidad = $\% \left(\frac{\text{volumen de huecos}}{\text{volumen total}} \right) \times 100$ La porosidad se expresa como \emptyset . Casi todos los almacenes tienen un \emptyset entre 5% y 30%, y la mayoría entre 10% y 20%.

Existen varios tipos de porosidad según la conexión de sus poros:

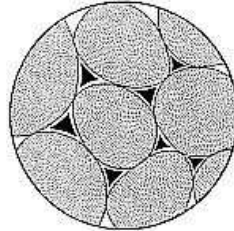
Conectada: poros conectados por un solo lado.



Interconectada: poros conectados por varios lados. Las corrientes de agua pueden desalojar el gas y el petróleo (ver saturación de hidrocarburos).



Aislada: poros aislados.



Los poros conectados e interconectados constituyen la porosidad efectiva.

3.5 Permeabilidad

Es el segundo factor importante para la existencia de un almacén. La permeabilidad (k) es la capacidad de una roca para que un fluido fluya a través de ella y se mide en darcys, que es la permeabilidad que permite a un fluido de un centipoise de viscosidad fluir a una velocidad de 1 cm/s a una presión de 1 atm/cm. Habitualmente, debido a la baja permeabilidad de las rocas, se usan los milidarcys.

La ley de Darcy sólo es válida cuando no hay reacciones químicas entre el fluido y la roca, y cuando hay una sola fase relleno los poros.

La permeabilidad media de los almacenes varía entre 5 y 500 milidarcys, aunque hay depósitos de hasta 3,000 – 4,000 milidarcys.

Para ser comercial, el petróleo debe fluir a varias decenas de milidarcys.

La permeabilidad es la capacidad de un material para que un fluido lo atraviese sin alterar su estructura interna. Se afirma que un material es permeable si deja pasar a través de él una cantidad apreciable de fluido en un tiempo dado, e impermeable si la cantidad de fluido es despreciable.

La velocidad con la que el fluido atraviesa el material depende de tres factores básicos:

- la porosidad del material;
- la densidad del fluido considerado, afectada por su temperatura;
- la presión a que está sometido el fluido.

Para ser permeable, un material debe ser poroso, es decir, debe contener espacios vacíos o poros que le permitan absorber fluido. A su vez, tales espacios deben estar interconectados para que el fluido disponga de caminos para pasar a través del material.

La permeabilidad se mide en cm^2 o m^2 . La unidad derivada de la Ley de Darcy es el darcy, y habitualmente se utiliza el milidarcy:

Conversión: 1 Darcy, = $9,8692310^{-13} \text{ m}^2$

3.6 Saturación de hidrocarburos

Debido a ciertas propiedades de los fluidos y de las rocas almacén o reservorios, es común que al menos una parte del espacio poral esté ocupado por agua. La saturación de hidrocarburos expresa el porcentaje del espacio poral que está ocupado por petróleo o gas natural.

En términos geológicos, las capas subterráneas se llaman "formaciones" y están debidamente identificadas por edad, nombre y tipo del material rocoso del cual se formaron. Esto ayuda a identificar los mantos que contienen las ansiadas rocas sedimentarias.

Las "cuencas sedimentarias" son cubetas rellenas de sedimentos, que son las únicas rocas donde se pueden generar hidrocarburos (conforme a la teoría de Engler) y donde en general se acumulan. En pocos casos se dan acumulaciones de petróleo y gas en rocas graníticas. El tamaño de estas cubetas varía en decenas de miles de kilómetros cuadrados, y el espesor generalmente es de miles de metros,

alcanzando hasta 7,000 metros. Estas cubetas se encuentran rodeadas por zonas de basamento (que rara vez contienen petróleo). (Cifuentes Edgar (2003)).

3.7 Tipos de Petróleo

Son miles los compuestos químicos que constituyen el petróleo, y, entre muchas otras propiedades, estos compuestos se diferencian por su volatilidad (dependiendo de la temperatura de ebullición). Al calentarse el petróleo, se evaporan preferentemente los compuestos ligeros (de estructura química sencilla y bajo peso molecular), de tal manera que conforme aumenta la temperatura, los componentes más pesados van incorporándose al vapor.

Las curvas de destilación TBP (del inglés "true boiling point", temperatura de ebullición real) distinguen a los diferentes tipos de petróleo y definen los rendimientos que se pueden obtener de los productos por separación directa.

La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo a su densidad API (Fig. 4) (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo).

Clasificación del Petróleo (Crudo)		
Aceite Crudo	Densidad (g/ cm ³)	Densidad x grados API
Extrapesado	>1.0	< 10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39

Figura 4 (Ref. http://industria-petrolera.blogspot.com/2008_11_01_archive.html)

Por su composición química:

Este tipo de clasificación depende estrictamente de la presencia de ciertos componentes químicos en el petróleo, así como de la unión de éstos en elementos más complejos. Su importancia radica en las características particulares que cada uno de estos elementos le añade al petróleo. Así tenemos que se puede clasificar en:

- Parafínico: cuyo componente principal es el compuesto químico llamado parafina. Son muy fluidos y de color claro. Proporcionan una mayor cantidad de nafta (usada para obtener solventes de pintura, productos de lavado al seco o gasolinas) y lubricantes que los otros tipos de petróleo en el proceso de refinación.
- Nafténicos: siendo sus componentes principales los naftenos y los hidrocarburos aromáticos. Son petróleos muy viscosos y de coloración oscura. Generan una gran cantidad de residuos tras el proceso de refinación.
- Mixtos: es decir, con presencia de ambos tipos de compuestos.

Por la presencia de azufre:

Como mencionamos en un inicio, el azufre es uno de los componentes que están presentes en los hidrocarburos. Pero su presencia en los hidrocarburos implica la necesidad de mayores procesos de refinamiento, y por ende un mayor costo final, razón por la cual la presencia de azufre es también un determinante del valor comercial del petróleo.

Así, tenemos que el petróleo puede clasificarse de 2 formas:

- Petróleo Dulce (Sweet Crude Oil), es aquel que contiene menos de 0.5% de contenido sulfuroso, es decir, con presencia de azufre. Es un petróleo de alta calidad y es ampliamente usado para ser procesado como gasolina.

- **Petróleo Amargo (Sour Crude Oil)**, es aquel que contiene al menos 1% de contenido sulfuroso en su composición. Debido a la mayor presencia de azufre su costo de refinamiento es mayor, razón por la cual es usado mayormente en productos destilados como el diesel, dado su menor costo de tratamiento. (Figura 5).

Características de algunos crudos seleccionados (°API, % de azufre)

Origen	Nombre	°API	Azúfre,% peso	Origen	Nombre	°API	Azúfre,% peso
Australia	Griffin	55	0.03	Mar del Norte (Noruega)	Oseberg	33.7	0.31
Indonesia	Kakap	51.5	0.05	Arabia Saudita	Arabia ligero	33.4	1.77
Dubai (E.A.U.)	Margham ligero	50.3	0.04	Venezuela	Oficina	33.3	0.78
Malasia	Mezcla Tapis	45.9	0.03	México	Itsmo	33.3	1.492
Argelia	Mezcla Saharan (45.5 API)	45.5	0.053	Canadá (Alberta)	Synthetic OSA Stream (SUNCOR)	33.2	0.328
Libia	Bu Attifel	43.3	0.04	Abu Dhabi (E.A.U.)	Zakum (Upper)	33.1	2
Nigeria	Brass River	42.8	0.06	China	Daqing (Taching)	32.6	0.09
E.U.A. (Texas)	West Texas Intermediate	40.8	0.34	Venezuela	Tia Juana ligero	31.8	1.16
Canadá (Alberta)	Rainbow	40.7	0.5	Rusia	Mezcla rusa de exportación	31.8	1.53
Abu Dhabi (E.A.U.)	Zakum (Lower)	40.6	1.05	Irak	Basrah medium	31.1	2.58
Venezuela	Anaco Wax	40.5	0.24	Irán	Iranian heavy	30.9	1.73
Mar del Norte (R.U.)	Mezcla Forties	40.5	0.35	Venezuela	Mesa	29.8	1.01
Abu Dhabi (E.A.U.)	Murban	40.5	0.78	Nigeria	Forcados	29.6	0.18
México	Olmecca	39.8	0.8	Colombia	Caño Limón	29.3	0.51
Canadá (Alberta)	Federated Pipeline	39.7	0.201	Arabia Saudita	Arab medium (Zuluf/Marjan)	28.8	2.49
Mar del Norte (Noruega)	Ekofisk	39.2	0.169	Arabia Saudita	Arab medium (Khursaniyah/Abu Saf)	28.5	2.85
Canadá (Alberta)	Crudo sintético	38.7	0.19	E.U.A. (Alaska)	Alaskan North Slope	27.5	1.11
Brasil	Sergipano Plataforma	38.4	0.19	Arabia Saudita	Arab heavy (Safiniya)	27.4	2.8
Mar del Norte	Mezcla Brent	38.3	0.4	Venezuela	Tia Juana medio 26	26.9	1.54
Rusia	Siberian ligero	37.8	0.42	Nigeria	Bonny medium	25.2	0.23
Arabia Saudita	Arab extra ligero (Berri)	37.2	1.15	Irak	Basrah heavy	24.7	3.5
Nigeria	Escravos	36.4	0.12	México	Maya	22.2	3.3
E.U.A. (Louisiana)	Louisiana Light Sweet (LLS)	36.1	0.45	Mar del Norte (Noruega)	Emerald	22	0.75
Irak	Mezcla Kirkuk	35.1	1.97	E.U.A. (California)	Huntington Beach	20.7	1.38
Mar del Norte	Mezcla Flotta	34.7	1.01	Venezuela	Bachaquero	16.8	2.4
Indonesia	Minas (Sumatra ligero)	34.5	0.081	E.U.A. (Mississippi)	Baxterville	16.3	3.02
E.U.A. (Texas)	West Texas Sour	34.1	1.64	E.U.A. (California)	San Joaquin Valley	15.7	1.2
Nigeria	Bonny ligero	33.9	0.135	Canadá (Alberta)	Cold Lake	13.2	4.11
Irán	Iranian ligero	33.8	1.35	Venezuela	Boscan	10.1	5.5

Fuente: HPI consultants

Figura 5

Las tres formas generales de categorización antes mencionadas nos permiten establecer criterios básicos para determinar la calidad del petróleo, las cuales influirán finalmente en la determinación de los precios de cada uno de ellos. (www.Biodisol.com).

Petróleo de referencia:

En el mundo existen alrededor de 161 zonas petroleras, cada una de ellas produciendo petróleo de diferentes características. No obstante, es común determinar el precio de mercado de la producción de una zona en comparación con aquel petróleo referencial que se encuentra próximo geográficamente.

Así, por ejemplo, el petróleo de Dubai es usado como referencia en el Oriente Medio, el Minas y el Tapis (de Malasia e Indonesia respectivamente) son usados como referencia en el Lejano Oriente, y así sucesivamente. (Hyne, Norman J. (2001)).

Pero sin duda los dos petróleos referenciales más conocidos y de uso difundido en el mundo son el West Texas Intermediate (o mayormente conocido como WTI) y el Brent Blend (o Brent), el primero de ellos producido en Norteamérica y el otro en el Mar del Norte.

Cuáles son sus características:

- El West Texas Intermediate (WTI), es un promedio en cuanto a calidad se refiere del petróleo producido en los campos occidentales de Texas (EE.UU.). Es un petróleo ligero (39.6° de gravedad API) y dulce (0.24% de contenido sulfuroso). Su alta calidad lo hace ideal para la producción de gasolinas y es usado como valor de referencia sobre todo en el mercado norteamericano (por ejemplo en los mercados de New York).
- El Brent Blend (o Brent), es una combinación de crudos de 19 diferentes campos de explotación petrolera localizados en el Mar del Norte, cuyas producciones se envían hacia la terminal de Sullom Voe (Escocia) para su posterior comercialización. Su gravedad API es de 38.3° y contiene alrededor de 0.37% de contenido sulfuroso, lo cual hace de él un petróleo ligero y dulce, pero en menor escala que el WTI, siendo ideal para la producción de gasolinas y destilados intermedios.

Es usado como precio de referencia en los mercados de Europa (por ejemplo, en el Internacional Petroleum Exchange IPE de Londres), en África y Oriente Medio.

No obstante, podríamos considerar también la Bolsa de Crudos de la OPEP, cuya bolsa de 11 crudos producidos por sus países miembros es un valor referencial para el precio en el Oriente Medio, así como para los mercados internacionales.

Finalmente es importante recalcar que no todos los petróleos tienen el mismo precio en el mercado mundial, como hemos visto, las características propias del producto determinan su calidad y de allí su precio.

4. Extracción

Aunque en un principio se empleó el método de percusión, cuando los pozos petrolíferos estaban situados a poca profundidad y bajo rocas de gran dureza, dicha técnica desde mediados del siglo XX dejó paso al método de rotación, ya que la mayor parte del petróleo se ha determinado que se encuentra a una profundidad de entre 900 y 5.000 metros, aunque hay pozos que llegan a los 7,000 u 8,000 metros.

4.1 Método de rotación

Consiste en un sistema de tubos acoplados unos a continuación de otros que, impulsados por un motor, van girando y perforando hacia abajo. En el extremo se halla una broca o trépano con dientes que rompen la roca, cuchillas que la separan y diamantes que la perforan, dependiendo del tipo de terreno. Además, existe un sistema de polea móvil del que se suspende el conjunto de los tubos que impide que todo el peso de los tubos los pozos tienen profundidades de miles de metros— recaiga sobre la broca.

4.2 Encamisado

Para evitar que las paredes del pozo se derrumben durante la perforación y, al mismo tiempo, la estructura de los estratos del subsuelo permanezca inalterada, según se va perforando el pozo, éste va siendo recubierto mediante unas paredes o camisas de acero de un grosor de entre 6 y 12 milímetros.

4.3 Aprovechamiento del Yacimiento

Los cálculos realizados históricamente permiten afirmar que habitualmente una bolsa de petróleo sólo suele ser aprovechada entre un 25% y un 50% de su capacidad total. El petróleo suele estar acompañado en las bolsas por gas. Ambos, por la profundidad a la que se hallan, están sometidos a altas presiones el gas, por esa circunstancia, se mantiene en estado líquido. Al llegar la broca de perforación, la rotura de la roca impermeable provoca que la presión baje, por lo que, por un lado, el gas deja de estar disuelto y se expande y el petróleo deja de tener el obstáculo de la roca impermeable y suele ser empujado por el agua salada que impregna generalmente la roca porosa que se encuentra por debajo de la bolsa de petróleo. Estas dos circunstancias hacen que el petróleo suba a la superficie. (Hyne, Norman J. (2001)).

4.4 Bombeo del Petróleo

Sin embargo, llega un momento en que la presión interna de la bolsa disminuye hasta un punto en que el petróleo deja de ascender solo y, por otro lado, el gas, cada vez menor, deja de presionar sobre el crudo, por lo que hay que forzarlo mediante bombas para que suba (Fig. 6). Este bombeo se realiza hasta el momento en que el coste del sistema de extracción es mayor que la rentabilidad que se obtiene del petróleo, por lo que el pozo es abandonado.

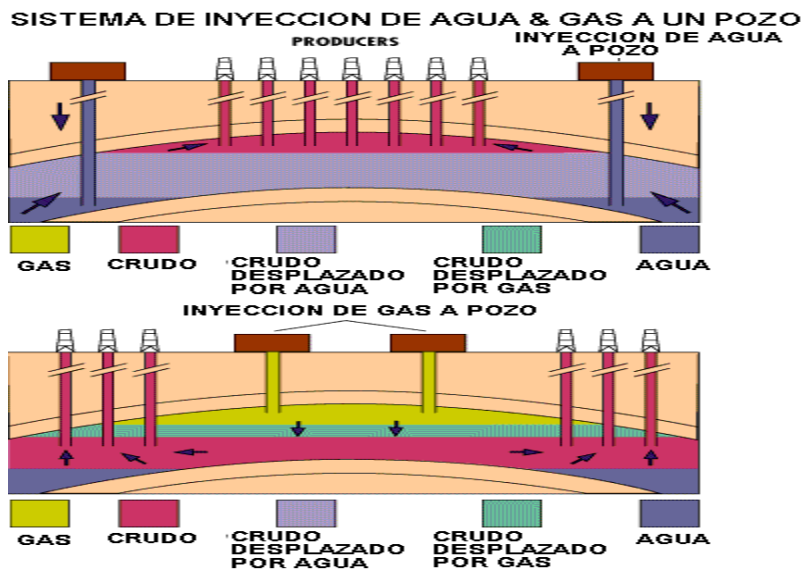


Figura 6 (ref. <http://www.monografias.com/trabajos35/petroleo/petroleo.shtml>)

4.5 Inyección de Agua

Para aumentar la rentabilidad de un yacimiento se suele utilizar un sistema de inyección de agua mediante pozos paralelos. Mientras que de un pozo se extrae petróleo, en otro realizado cerca del anterior se inyecta agua en la bolsa, lo que provoca que la presión no baje y el petróleo siga siendo empujado a la superficie, y de una manera más rentable que las bombas.

Este sistema permite aumentar la posibilidad de explotación de un pozo hasta, aproximadamente, un 33% de su capacidad (Fig. 7). Dependiendo de las características del terreno, esta eficiencia llega al 60%. (Hyne, Norman J. (2001)).

4.6 Inyección de Vapor

En yacimientos con petróleo muy viscoso (con textura de cera) se utiliza la inyección de vapor, en lugar de agua, lo que permite conseguir dos efectos:

- Por un lado, se aumenta, igual que con el agua, la presión de la bolsa de crudo para que siga ascendiendo libremente.
- Por otro, el vapor reduce la viscosidad del crudo, con lo se hace más sencilla su extracción, ya que fluye más deprisa.



Figura 7 (Ref. http://industria-petrolera.blogspot.com/2008_11_01_archive.html)

4.7 Extracción en el Mar

El avance en las técnicas de perforación ha permitido que se puedan desarrollar pozos desde plataformas situadas en el mar (off-shore), en aguas de una profundidad de varios cientos de metros (Fig. 8). En ellos, para facilitar la extracción de la roca perforada se hace circular constantemente lodo a través del tubo de perforación y un sistema de toberas en la propia broca.

Con ello, se han conseguido perforar pozos de 6,400 metros de profundidad desde el nivel del mar, lo que ha permitido acceder a una parte importante de las reservas mundiales de petróleo.

Tipos de perforación de Petróleo en el Mar

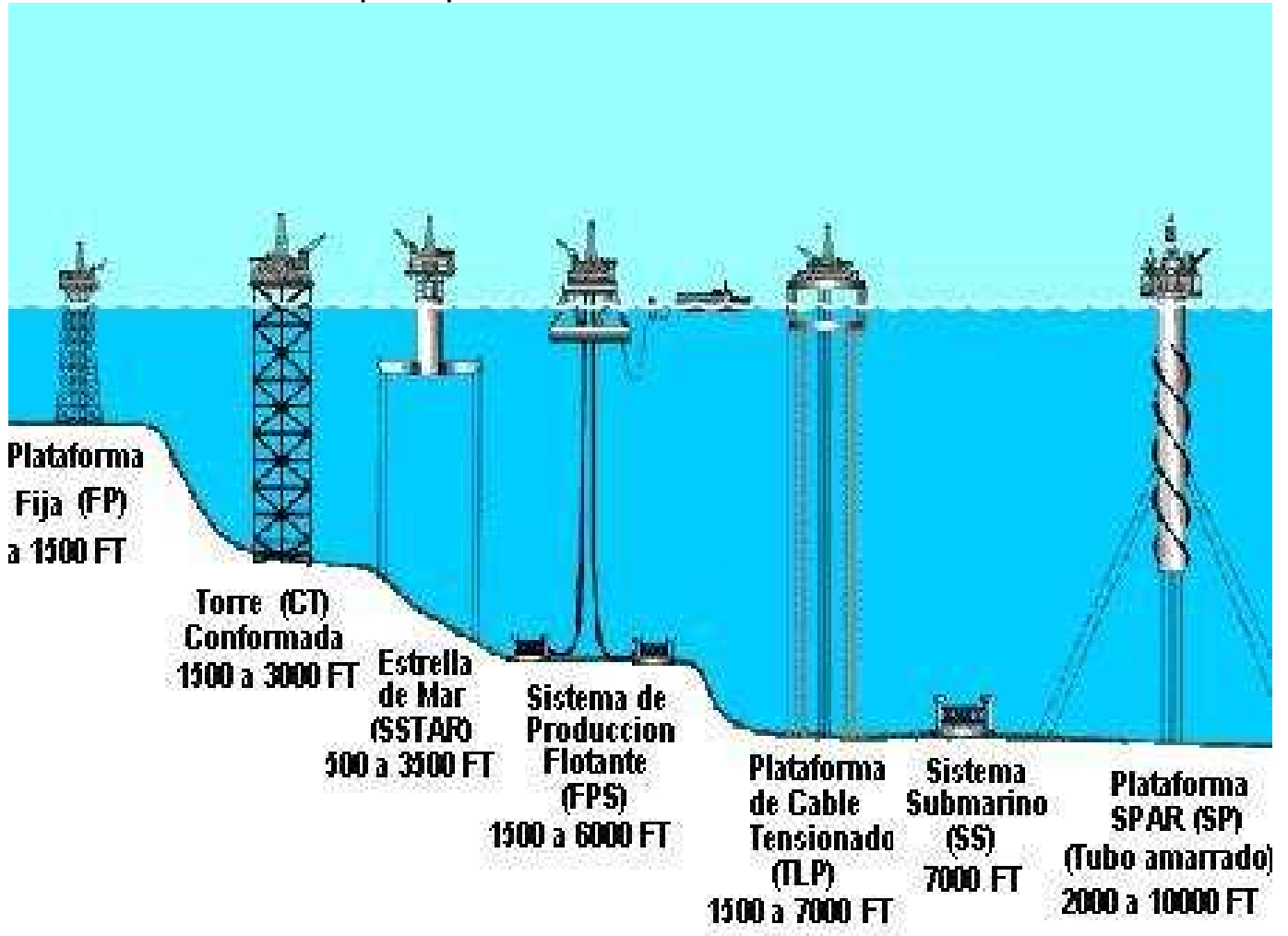


Figura 8 (ref. crisisenergetica.org)

Cual es el record de perforacion de pozos petroleros mas profunda que se haya realizado hasta hoy?

- El Corozo-1 a 5,865 metros de profundidad, el pozo petrolero más profundo de Venezuela
- Situche Central 2X, encontro el crudo a 5420.25 mts. de profundidad y es el más profundo de este país (2005) en Perú.
- El pozo más profundo del mundo ya tiene más de 12,000 m de profundidad se está perforando en la península de Kola, en el norte de Rusia (este no es con fines petroleros).

4.8 Esquema de perforación de un pozo en tierra.

En la Fig. 9 se ejemplifica como es el ciclo de producción de petróleo para una instalación en tierra, pasando por la batería de separación, separado el gas es enviado a la batería de gas (estación de compresión) y la mezcla de crudo-agua enviada a la CAB (central de Almacenamiento y Bombeo) donde la mezcla de crudo-agua es separada, y finalmente el crudo es enviado a la refinería.

Ciclo de producción del petróleo cuando es extraído del pozo en tierra

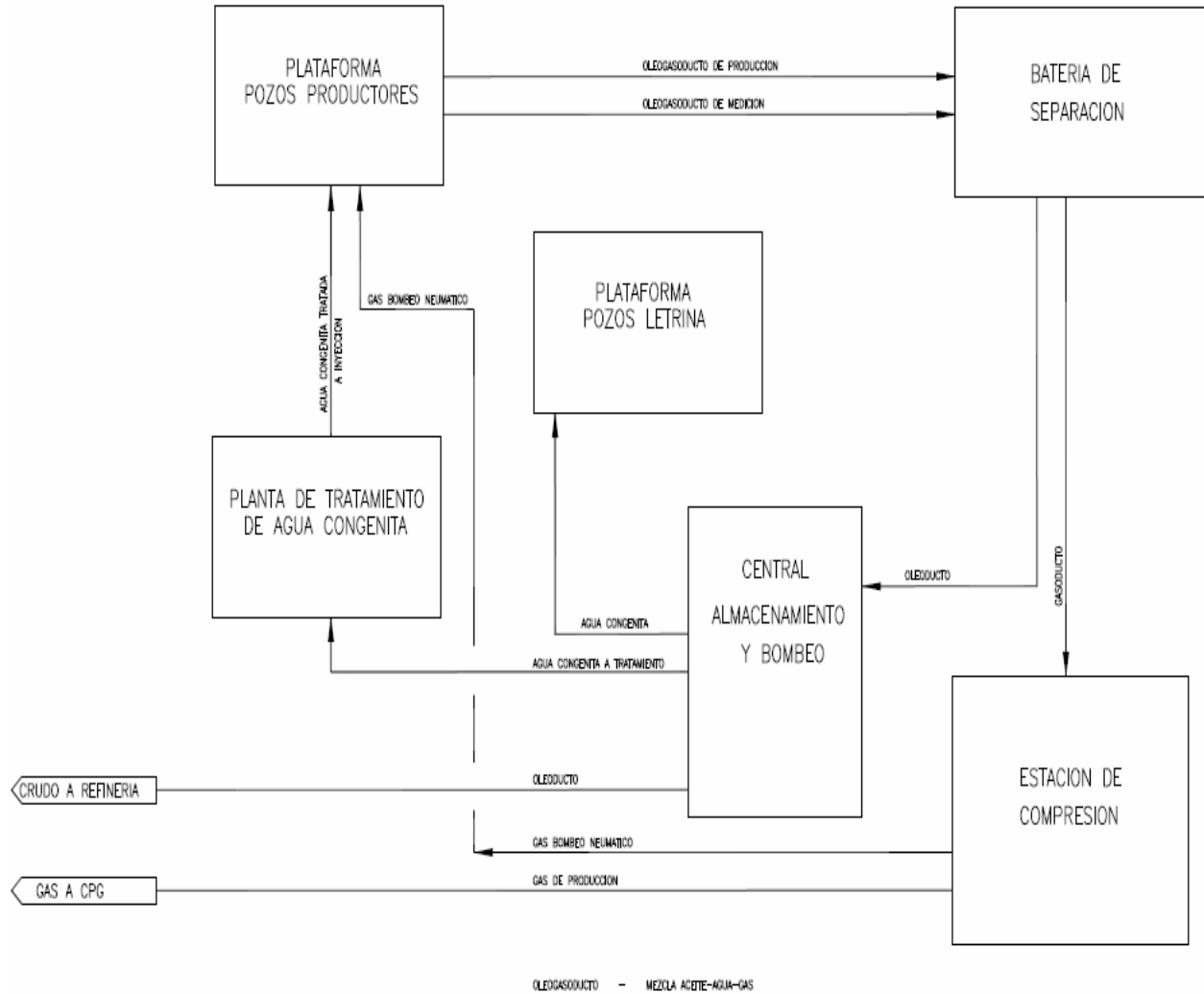


Figura 9 (Ref. <http://www.ontime.methanetomarkets.org/m2mtool/index.html>)

5. Emulsiones de Agua en Petróleo Crudo

En la actualidad dos terceras partes de la producción mundial de crudo se obtiene en forma de emulsión, que necesariamente debe ser tratada.

El agua salada fluye con el aceite en forma de baches (más o menos grandes) o como pequeñas gotas dispersas en forma estable en la masa del aceite.

En el primer caso se trata de una simple mezcla de aceite y agua. En el segundo de una emulsión.

Los problemas de desemulsificación de crudos son cada vez más difíciles de resolver, ya que el aceite producido bajo los modernos métodos de recuperación adquiere un grado mayor de emulsificación.

Los métodos de tratamiento de las emulsiones han evolucionado notablemente, desde el simple reposo en vasijas convencionales hasta la aplicación de voltajes eléctricos elevados, pasando por los diferentes métodos mecánicos, térmicos y químicos. Generalmente, el tratamiento de las emulsiones se efectúa combinando los efectos gravitacionales, mecánicos, térmicos, químicos y eléctricos. Aunque el conocimiento de la naturaleza de las emulsiones de agua y aceite han influido en el establecimiento de la tecnología básica para su tratamiento, los enfoques empíricos para el desarrollo de procesos y productos, en estudios de laboratorio, plantas piloto e instalaciones de campo siguen siendo factores decisivos. El desarrollo de productos químicos que ayudan a la desemulsificación, no es la excepción.

Queda manifiesta la importancia de la deshidratación y desalado al nivel más alto posible, mediante la selección apropiada del proceso y equipo de campo.

Dentro de un sistema de oleoductos que conducen el aceite a una refinería o a un puerto para su exportación deben manejarse crudos con valores de agua y sal. Si en algún punto del sistema no se obtiene el crudo bajo condiciones aceptables, debe modificarse o instalarse, la planta de deshidratación para no deteriorar el trabajo ya realizado. (Schramm, Laurier L. (1992))

5.1 Conceptos Fundamentales.

- Emulsión: Una emulsión es una mezcla íntima y estable de agua y aceite. Más rigurosamente, una emulsión en un sistema heterogéneo constituido, por lo menos, por un líquido no miscible disperso íntimamente en otro en forma de gotas, cuyos diámetros son generalmente mayores de 0.10 micras. La estabilidad de dicho sistema puede alterarse por medio de agentes activos de superficie, sólidos finamente divididos, etc. La fase formada por las gotas aisladas se llama fase dispersa o interna. La fase que forma la matriz en donde las gotas están suspendidas, se llama fase continua o externa (Becher P. 1977).
- Tensión Superficial: La tensión superficial es una propiedad de los líquidos que los distingue de los gases. En el seno de un líquido, las moléculas se atraen entre sí estas fuerzas de atracción, que son una combinación de fuerzas de Van Der Waals y de las fuerzas electrostáticas que están en equilibrio. En la superficie del líquido, estas fuerzas no están balanceadas ya que no hay moléculas de líquido en la parte superior. La resultante es una fuerza perpendicular a la superficie. Puede decirse que la superficie del líquido, por la acción de esta fuerza tiende a contraerse.
- Tensión Interfacial: Hasta ahora solamente se han considerado las propiedades entre un líquido y un gas, que puede ser el aire o el vapor del líquido. De mayor importancia en problemas de deshidratación, es la existencia de cierta tensión entre dos líquidos, denominada tensión interfacial.

Cuando dos líquidos no miscibles se ponen en contacto aparece una interfase. Las fuerzas de atracción que actúan en las moléculas de la interfase de los dos líquidos no están balanceadas, con el consiguiente desarrollo de una tensión interfacial.

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 1,760 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 10. 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.

La formación de las emulsiones:

Las emulsiones de aceite y agua son dispersiones de gotas de agua en el aceite, que se vuelven estables por la acción de algunos materiales presentes en el aceite. Este tipo de emulsión es el más común en la Industria Petrolera.

Rara vez se encuentra la emulsión inversa, donde la fase dispersa es el aceite y la fase continua o dispersante es el agua.

Para formar una emulsión es necesario, además del agua y el aceite, la agitación y la presencia de un agente emulsificante que estabilice la mezcla.

Los agentes emulsificantes presentes en el aceite son:

Asfaltenos, resinas, cresoles, fenoles, ácidos orgánicos, sales metálicas, sedimentos, arcillas, productos de la corrosión, sólidos finamente divididos, etc.

Cada gota de agua es cubierta por una película de agente emulsificante; las gotas quedan aisladas entre sí tanto física como eléctricamente. De la naturaleza de esta película rígida o elástica, depende la estabilidad de la emulsión. Esta película es el resultado de la adsorción de los agentes químicos emulsificantes polares de alto peso molecular (generalmente asfaltenos).

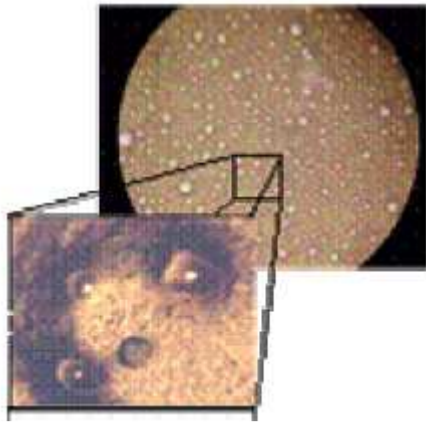


Figura 10 Emulsión de agua en aceite. Referencia Schramm, Laurier L. (1992) "Petroleum Emulsions".

Las esferas son gotas de agua dispersas en el aceite. El diámetro de las gotas varía de una micra hasta centenas de micras, aunque la mayoría son de unas 10 micras.

Los cambios en el pH de la fase acuosa afectan la naturaleza de la película en forma considerable; Siendo inestables a un pH de 10.5.

Otros factores que afectan la estabilidad de una emulsión son:

El grado de agitación y la viscosidad del aceite.

La agitación determina el tamaño de las gotas dispersas; a mayor agitación resulta un menor tamaño de gotas y, por lo tanto, mayor estabilidad de la emulsión.

Un aceite de alta viscosidad permite mantener gotas grandes en suspensión; por otro lado, a las gotas pequeñas se opone una mayor resistencia al asentamiento.

La naturaleza de las emulsiones cambia con el tiempo; la película que rodea a la gota de agua se engruesa y se torna más resistente y la emulsión resulta más estable (Salager 1987 a).

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 surfactante 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 (Figura 11):

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.

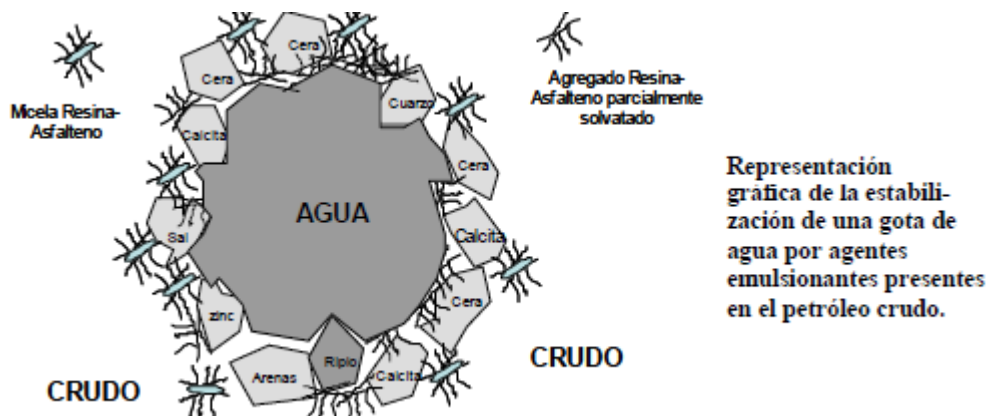


Figura 11

(Referencia :Becher P., "Emulsions: Theory and Practice", Ed.3, American Chemical Society, Washington, D.C. (2001).

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 hierro 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 o BS&W en inglés) 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.

Por la importancia de estos compuestos en procesos tales como producción, deshidratación y transporte, han sido objeto de numerosos estudios (Rivas et al 1997; Dávila 1997; McLean y Kilpatrick 1997a,b; Márquez et al., 1987; Layrisse et al., 1984, Vega 1983; Jang et al., 1982; Pasquarelli et al., 1980; Seifert 1969; Strassner 1965; Jenkins 1965); quienes encontraron que los crudo ácidos contienen principalmente ácidos carboxílicos en el rango de masa molecular de 300 a 400 Daltons, frecuentemente referidos como ácidos nafténicos o resinas.

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 12. 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.

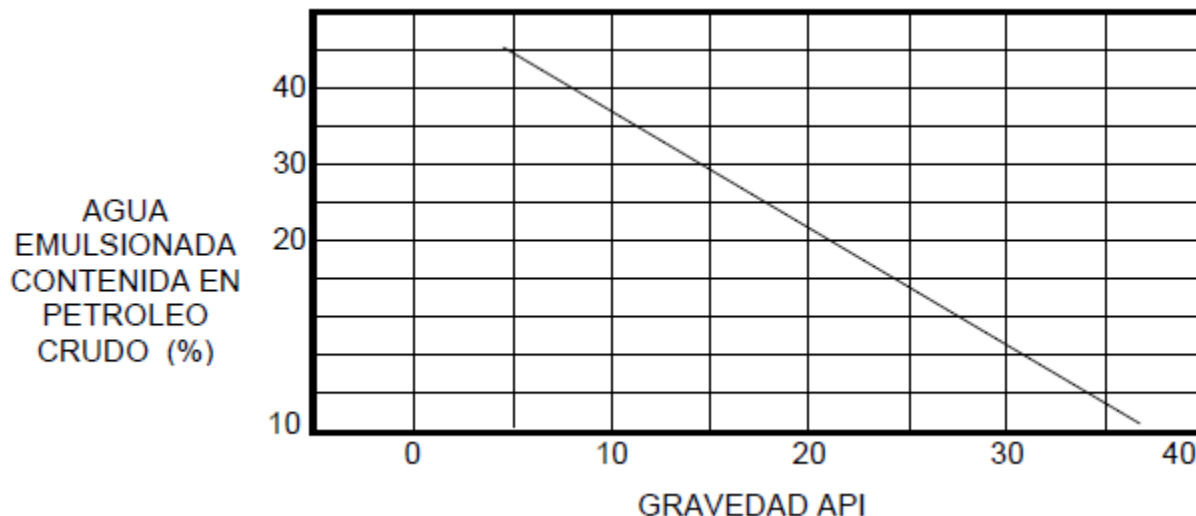


Figura 12 Estimación de agua emulsionada contenida en crudo (Ref. Schramm, Laurier L. (1992) “Petroleum Emulsions”)

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.

5.2 Estabilidad y rompimiento de la emulsion

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. (Salager et al., 1982; Antón R. y Salager J.L. 1985, Salager 2001)

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, tiempo, 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 ambas fases, disminuye la película interfacial y se modifica la tensión superficial. Todos estos cambios decrecientan 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.

Tiempo. El tiempo 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.

5.3 Campo Eléctrico

Todas las refinerías que reciben aceite conteniendo sal, utilizan tratadores electrostáticos. En el campo apenas comienza su empleo, incorporando una sección eléctrica en los tratados convencionales.

La base para la unión o coalescencia electrostática de las gotas la proporciona la propia molécula de agua; formada por una parte de oxígeno y dos de hidrógeno que al unirse configuran un campo eléctrico.

El centro del componente positivo, el hidrógeno, está en un extremo y el componente negativo, el oxígeno, está en el otro. Esto es un dipolo y responde a la aplicación de un campo eléctrico.

En un campo D.C. (corriente directa), las gotas migrarán en un patrón continuo con una velocidad determinada por la viscosidad de la fase continua. Las gotas gradualmente perderán su carga, dependiendo del tiempo de relajación de la fase continua.

En el caso de corriente continua (A.C.), una gota cargada tenderá a oscilar en una posición media entre los electrodos. Una gota puede llegar a cargarse por otros mecanismos tales como: ionización, adsorción preferencial de iones a la interfase (doble capa eléctrica) o transferencia de carga convectiva desde un electrodo por la fase orgánica (Burris 1977).

En investigaciones realizadas se ha podido estudiar el fenómeno que hace que los voltajes D.C. sean tan efectivos y permitan remover grandes cantidades de agua. Este principio se esquematiza en la Figura 13. En esta figura se representa un crudo fluyendo verticalmente con una sola gota de agua presente. A medida que la gota entra en el alto gradiente D.C. entre los electrodos, éste le induce una carga a la superficie de la gota, que es igual a la del electrodo más cercano, por lo que inmediatamente ambos se repelen y la gota es atraída hacia el electrodo de carga contraria.

Cuando la gota se acerca al electrodo de carga contraria, la carga superficial de la gota se altera por el gran potencial del ahora electrodo más cercano, lo que hace que sea repelida de nuevo y atraída por el electrodo de carga contraria. Este movimiento de la gota es una migración ordenada entre los electrodos. Los altos potenciales D.C. retienen a las gotas de agua hasta sean suficientemente grandes como para sedimentar.

Considerando lo anteriormente expuesto para un sistema de una emulsión W/O con miles de gotas de agua. Las gotas polarizadas (cargadas mitad positivamente y mitad negativamente) tenderán a colisionar entre sí, por lo cual la coalescencia ocurrirá más rápido. Este fenómeno también hace que gotas en medios más viscosos colisionen, y es necesario altas temperaturas.

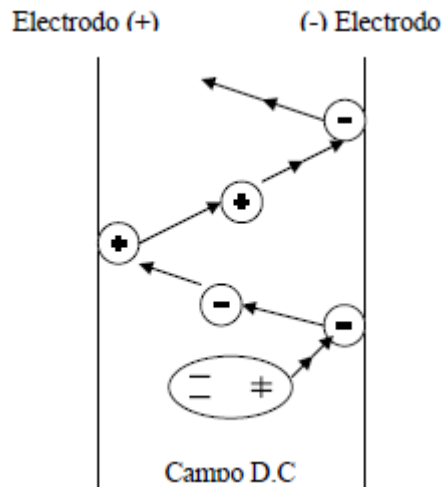


Figura 13. Movimiento de una gota de agua entre dos electrodos de polaridad dual. (Ref. Burris 1977)

Otro ejemplo, es el perfil corriente-voltaje obtenido en la deshidratación electrostática de una emulsión agua en crudo aplicando un campo eléctrico D.C. de 1,000 Voltios/cm y una dosificación de 100 ppm de química deshidratante (resina fenol formaldehído), Figura 14. Se observa que inicialmente la corriente aumenta de manera considerable, luego alcanza un máximo y después disminuye hasta valores cercanos a cero.

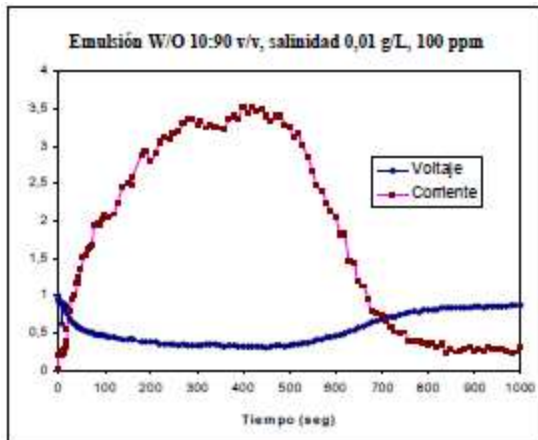


Figura 14. Perfil Intensidad de corriente-Voltaje en función del tiempo durante la deshidratación electrostática de una emulsión agua en petróleo crudo. (Ref. Taylor 1988)

Taylor (1988) encontró que la forma de tales perfiles puede explicarse de la siguiente manera:

- Un período inicial durante el cual ocurre el alineamiento de las gotas en cadena como si fuera un rosario;
- Un período en el cual las cadenas de gotas de gran longitud forman un puente entre los electrodos, ocasionando un incremento en la conductividad de la emulsión;
- Un punto en el cual la conducción de corriente alcanza un máximo; y
- Una región caracterizada por una conductividad altamente errática, eventualmente disminuye a cero, como consecuencia de la disminución del nivel de agua en la emulsión debido al progreso de coalescencia de las gotas.

Taylor (1988) sugirió lo siguiente: “el proceso inicial es capacitivo, resultando quizás de la conducción superficial en las gotas de agua que se tocan, más que de la conducción a través de las gotas.

Esta fase inicial es influenciada por factores como: viscosidad de la fase aceite, volumen de la fase dispersa y voltaje aplicado.

En la última región la conducción ocurre a través de las gotas (coalescencia), y la duración de esta zona se ve afectada por el voltaje aplicado y la presencia de aditivos químicos; a mayor voltaje o mayor concentración de química, más rápida es la deshidratación”. En la figura 15 se ilustra esquemáticamente el proceso de electrocoalescencia.

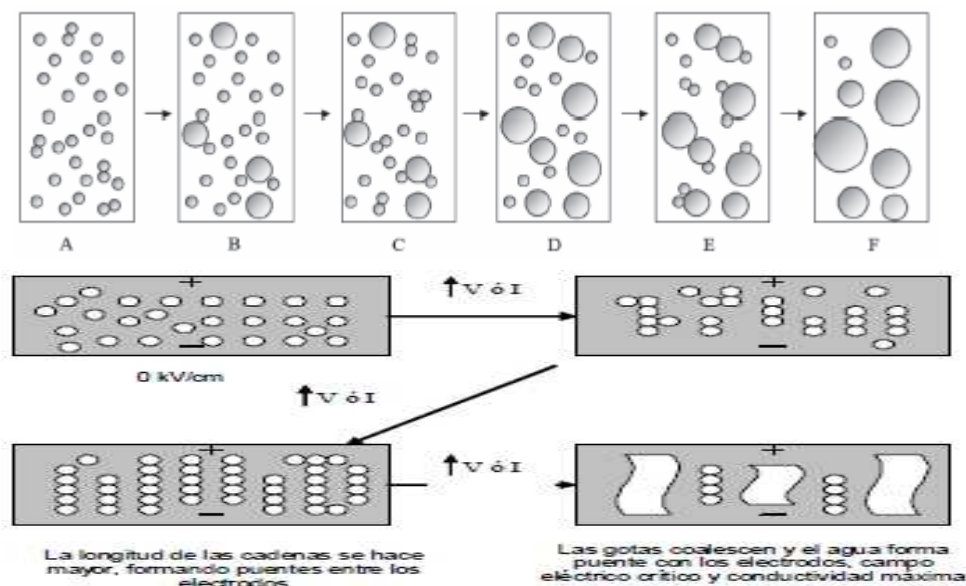


Figura 15. Esquema del proceso de electrocoalescencia (Ref. Mohammed R.A, Bailey A.I., Luckham P.F., Taylor S.E. Dewatering of crude oil emulsions.)

Bajo la influencia de un campo eléctrico una gota de agua se deforma elipsoidalmente, como se muestra en la figura 15. Con el alargamiento de la gota, la película que la rodea puede romperse, facilitando la coalescencia de gotas adyacentes.

De mayor importancia es el desplazamiento de las gotas bajo el efecto eléctrico. Las gotas adyacentes se alinean con las líneas de fuerza del campo eléctrico y con el voltaje de la corriente alterna, las gotas se afectarán 120 veces/seg.

Al mismo tiempo el electrodo positivo atrae a las cargas negativas y el electrodo negativo a las cargas positivas. La fuerza de atracción para gotas del mismo tamaño puede expresarse matemáticamente por:

$$F = \frac{6KE^2r^6}{L^4}$$

Donde:

K; es la constante dieléctrica.

E; es el gradiente eléctrico.

r; es el radio de la gota

L; es la distancia entre los centros de las gotas.

Si la distancia entre partículas disminuye, la fuerza de atracción aumenta en forma notable. La respuesta a la coalescencia ocurre en centésimas de segundo.

Un aumento en el gradiente eléctrico podría acelerar el proceso, pero el voltaje fluctúa entre 12,000 y 30,000 volts y varía inversamente proporcional a la densidad del crudo y a la conductividad de la emulsión por tratar. ("Crude Oil Processing with Electrostatic Unites"; C.E. -NATCO)

La capacidad o capacitancia es una propiedad de los condensadores o capacitores. Esta propiedad rige la relación entre la diferencia de potencial (o tensión) existente entre las placas del capacitor y la carga eléctrica almacenada en este, mediante la siguiente ecuación:

$$C = Q / V$$

donde

C es la capacidad, medida en faradios (en honor al físico experimental Michael Faraday); esta unidad es relativamente grande y suelen utilizarse submúltiplos como el microfaradio o picofaradio.

Q es la carga eléctrica almacenada, medida en culombios;

V es la diferencia de potencial (o tensión), medida en voltios.

5.4 Mecanismo de ruptura de la emulsión agua en petróleo crudo.

Diversos estudios se han hecho sobre los mecanismos de ruptura de una emulsión W/O.

Estas etapas se reducen a tres (Jeffreys y Davies en 1971):

Etapa 1. Acercamiento macroscópico de las gotas

Cuando las gotas de fase dispersa son más o menos grandes se aproximan por sedimentación gravitacional, gobernadas por las leyes de Stokes (basada en la suposición de gotas esféricas rígidas, (ecuación 1) o de Hadamard (movimiento convectivo interno en las gotas y efecto de la viscosidad de la fase interna, (ecuación 2), pero sí son menores de 5 μm está presente el movimiento Browniano.

$$V_s = \frac{2(\rho_1 - \rho_2)gr^2}{9\eta_c} = f_s r^2 \quad (1)$$

$$V_H = V_s \frac{\left(1 + \frac{\eta_c}{\eta_i}\right)}{\left(1 + \frac{2}{3} \frac{\eta_c}{\eta_i}\right)} \quad (2)$$

donde:

V_s = velocidad de sedimentación de Stokes (cm/s).
 V_H = velocidad de sedimentación de Hadamard (cm/s).
 ρ_1 = densidad del agua (g/cm³).
 ρ_2 = densidad del crudo (g/cm³).
 g = aceleración de gravedad (cm/s²).
 r = radio de las gotas de agua dispersas en el crudo (cm).
 η_e = viscosidad de la fase externa (cp).
 η_i = viscosidad de la fase interna (cp).
 f_s = factor de Stokes (1/cm.s)

Una velocidad de sedimentación del orden de 1 mm por día es suficientemente baja para que el movimiento de convección térmica y el movimiento Browniano la compense. Esto indica que el problema de sedimentación puede volverse muy severo para crudos pesados o extrapesados, para los cuales la diferencia de densidad es poca y la viscosidad es alta.

Corresponde al acercamiento de dos gotas más o menos grandes (diámetros entre 1 a 100 μm) debido al fenómeno de sedimentación gravitacional, dado por las leyes de Stokes (ecuación 1, basada en la suposición de gotas esféricas rígidas) o de [Hadamard \(1911\)](#), ecuación 2, que considera el movimiento convectivo interno en las gotas y el efecto de la viscosidad de las gotas.

Cuando las gotas son menores de 5 μm y hay diferencia de temperatura en el sistema, está presente el movimiento Browniano y la termo-capilaridad.

Para aumentar la velocidad de las gotas, generalmente se utiliza calor, que reduce la viscosidad de la fase externa y aumenta la diferencia de densidad entre los fluidos.

También se emplean fuerzas diferentes a la gravedad natural para aumentar la velocidad de contacto y/o el tamaño de la gota, como la gravedad artificial por centrifugación ([Vold y Groot 1962](#)), fuerzas capilares con filtros coalescedores ([Spielman y Goren 1962](#)) o fuerzas electrostáticas ([Cottrell y Speed 1911a,b](#)).

De los parámetros incluidos en la ecuación (1), la viscosidad es la que presenta mayor influencia, producto de la gran sensibilidad de este parámetro ante variaciones en la temperatura. En la figura 16 se muestra la variación de la velocidad de asentamiento con la temperatura en términos del factor de Stokes ($f_s = V_s/r^2$) para crudos de distintas gravedades API. Como puede verse, el efecto de la variación en la temperatura y la gravedad API en el factor de Stokes es drástico para crudos muy viscosos, lo que da lugar a diferencias de varios órdenes de magnitud en la velocidad de sedimentación cuando se considera una pequeña variación en la gravedad API o se incrementa la temperatura.

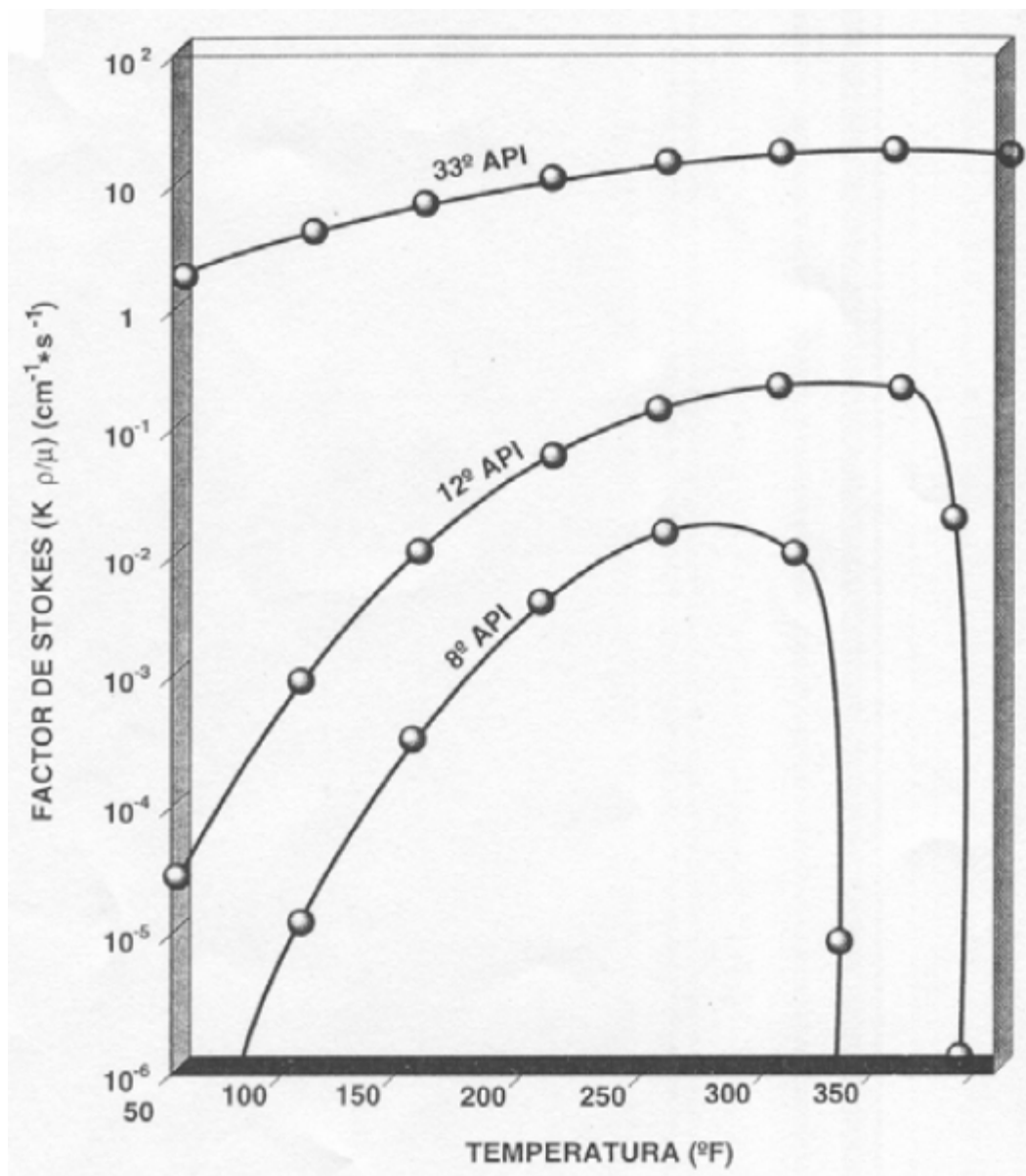


Figura 16. Variación del factor de Stokes con la temperatura y la gravedad API. (Ref. Salager 1987)

Etapa 2. Drenaje de la película

Al final de la etapa anterior, las gotas se deforman y se genera una película intergota, dando inicio así a la segunda etapa del proceso llamada "drenaje de la película", donde están involucrados fenómenos interfaciales relacionados con la presencia de surfactantes adsorbidos.

Una vez que dos gotas se acercan, se produce una deformación de su superficie (adelgazamiento del orden de 0,1 micra o menos) y se crea una película de fluido entre las mismas, con un espesor alrededor de 500 Å.

La velocidad de drenaje de la película depende de las fuerzas que actúan en la interfase de la película. Cuando dos gotas de fase interna de una emulsión se aproximan una a la otra debido a las fuerzas gravitacionales, convección térmica o agitación, se crea un flujo de líquido entre ambas interfases y el espesor de la película disminuye.

El flujo de líquido de la película trae consigo moléculas de surfactantes naturales adsorbidas debido al flujo convectivo creando un gradiente de concentración en la interfase.

Este gradiente de concentración produce una variación en el valor local de la tensión interfacial (gradiente de tensión) que genera una fuerza opuesta al flujo de líquido fuera de la película, Figuras 17 y 18.

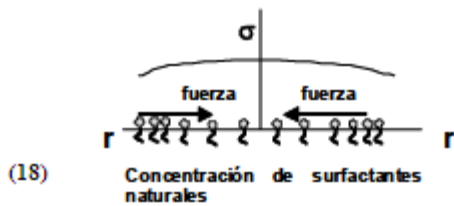
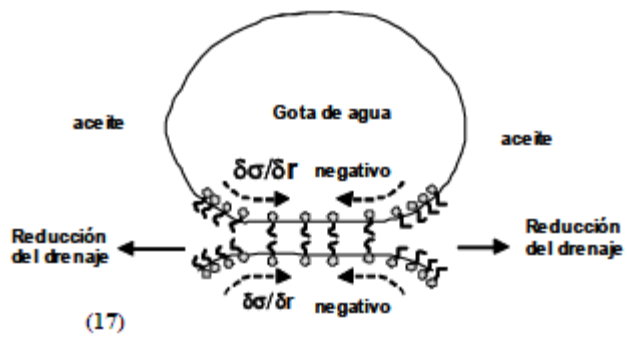


Figura 17 Efecto del drenaje de la película sobre la concentración de surfactantes naturales.
Figura 18 Efecto de la concentración superficial sobre la variación en la tensión interfacial en el interior de la película drenada. (Ref. Salager J.L. Langmuir 18, 607 (2002))

El esfuerzo de corte asociado con el drenaje tiende a concentrar la mayor parte de las moléculas de surfactante natural fuera de la película y a disminuir su concentración en el interior de la película. Las moléculas de desemulsionantes son adsorbidas en los espacios dejados por los surfactantes naturales en la película, Figuras 19, 20.

Por la variación de la tensión interfacial con el tiempo, la tasa de adsorción de los desemulsionantes en la interfase crudo/agua es más rápida que la de los surfactantes naturales del crudo. Cuando la película llega a ser muy delgada y debido a la proximidad de la fase dispersa, las fuerzas de atracción de Van der Waals dominan y ocurre la coalescencia.

Toda vez que ocurre el acercamiento de las gotas se pueden presentar varios tipos de interacciones entre ellas que retrasen o aceleren el drenaje de la película. Por ejemplo, cuando las gotas poseen en la interfase una carga eléctrica, su acercamiento está inhibido por una repulsión de tipo eléctrico.

El acercamiento también pueden ser demorado por fenómenos electrocinéticos como el efecto electroviscoso denominado "potencial de flujo" (fuerza opuesta al drenaje de la película) y/o un aumento de la viscosidad interfacial (formación de una película interfacial rígida e inmovilización de la capa de aceite que solvata las colas lipofílicas). La mejor forma de eliminar estos efectos es anular las interacciones del surfactante natural, lo cual se logra mediante la formulación fisicoquímica (Salager 1987 b).

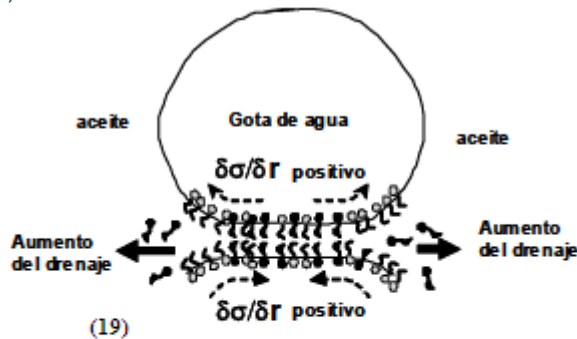


Figura 19 Ilustración esquemática de la adsorción del surfactante deshidratante en la superficie libre de la película. **Figura 20** Efecto de la concentración superficial del surfactante natural y las moléculas de deshidratante sobre la variación de la tensión interfacial en el interior de la película drenada. (Salager J.L. Langmuir 18, 607 (2002))

Ivanov et al. (1980) estudiaron el adelgazamiento de la película entre dos gotas cuando el surfactante es soluble en la fase dispersa. Encontraron que debido a la circulación de los fluidos en la gota, así como a la geometría del sistema, las moléculas de surfactante en el interior de la gota son fácilmente transportadas a la película interfacial, eliminando así el gradiente de concentración superficial y el gradiente de tensión. Malhotra y Wasan (1987) mostraron que estos resultados son también válidos para surfactantes parcialmente miscibles.

Zapryanov et al. (1983) desarrollaron un modelo para describir la tasa de drenaje de la película en relación al fenómeno de coalescencia; la cual depende no sólo de la viscosidad interfacial sino también del gradiente de tensión.

El drenaje de la película puede retrasarse debido a diferentes tipos de interacciones entre las moléculas de surfactantes. Existen cuatro efectos retardadores (Albers y Overbeek 1959 a,b; Lee y Hodgson, 1968; Jones et al., 1978; Salager 1987) a saber: (1) Repulsión electrostática, (2) Repulsión estérica, (3) Efectos electroviscosos y (4) Aumento de la viscosidad interfacial.

Para el caso (1), un surfactante aniónico; por ejemplo, un carboxilato, que está adsorbido en la interfase y sus cationes en la doble capa en el interior de las gotas. Al acercarse las interfases cargadas, se produce una repulsión electrostática entre las gotas. En el caso (2) la repulsión estérica puede deberse a las interacciones entre los grupos lipofílicos de las moléculas de surfactante u otros compuestos de actividad interfacial como los asfaltenos; en los cuales las cadenas laterales pueden extenderse considerablemente en la fase aceite y la repulsión estérica inhibe la coalescencia.

(3) Un ejemplo de efecto electroviscoso es el que se presenta debido a la disociación del surfactante natural en un ión adsorbido (catión) y en un ión liposoluble presente en la doble capa eléctrica del lado del aceite. Al drenarse la película intergota, ocurre un arrastre de los iones de la doble capa, lo que produce una deslocalización de carga y resulta el efecto electroviscoso llamado potencial de flujo. El campo eléctrico creado tiende a devolver los iones a su posición inicial, es decir, se produce una fuerza opuesta al drenaje de la película.

(4) El cuarto efecto se produce por la formación de una película interfacial rígida debido a las interacciones laterales entre las moléculas de surfactantes adsorbidas y por la inmovilización de la capa de aceite que solvata las colas lipofílicas del surfactante.

Etapa 3. Coalescencia

La coalescencia se define como un fenómeno irreversible en el cual las gotas pierden su identidad, el área interfacial se reduce y también la energía libre del sistema (condición de inestabilidad). Sin embargo, este fenómeno se produce sólo cuando se vencen las barreras energéticas asociadas con las capas de emulsionante adsorbido y la película de fase continua entre las dos gotas. Esta etapa puede considerarse como instantánea respecto a las dos primeras etapas.

Los procesos de deshidratación utilizan efectos físicos destinados a aumentar la velocidad de la primera etapa, tales como el calentamiento, que reduce la viscosidad de la fase externa y aumenta la diferencia de densidad entre los fluidos; ó un aumento de la cantidad de fase interna (reduce el recorrido promedio de cada gota antes del contacto con otra).

También es posible usar fuerzas diferentes a la gravedad natural para aumentar la velocidad de contacto y/o el tamaño de la gota: gravedad artificial por centrifugación (Vold y Groot 1962), fuerzas capilares con filtros coalescedores (Spielman y Goren 1962) o fuerzas electrostáticas (Cottrell y Speed 1911).

5.5 Prevención 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.

La mejor forma de deshidratar es evitar que se produzca la emulsión o por lo menos reducir al máximo las condiciones que favorezcan la emulsión, a saber la producción conjunta de varios fluidos y la agitación (Salager 1987).

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:

- Hay menos presión diferencial a través de un estrangulador de fondo.
- La temperatura del fondo del pozo son considerablemente más altas que las temperaturas en superficie.
- 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 desemulsificante.

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.

Gas lift es uno de una serie de procesos utilizados para levantar artificialmente el aceite o el agua de los pozos donde hay la presión del depósito insuficiente para producir el petróleo. El proceso implica la inyección de gas a través de los tubos-carcasa anillo (Salager, J. L. (1987).

5.6 Selección del Tipo de Tratamiento

La determinación del tratamiento a seguir se establece primeramente en pruebas de laboratorio, llamadas Pruebas de Botella, donde se selecciona el tipo de rompedor más eficiente, así como su correspondiente dosificación. Adicionalmente a estas pruebas especiales, se determina la necesidad o no del tratamiento térmico adicional al tratamiento químico.

Es importante bajo el punto de vista operacional y económico, hacer todos los esfuerzos y tentativas posibles para lograr un tratamiento a temperatura ambiente, el cual involucrará solamente el uso de un rompedor de emulsión y de otros medios mecánicos de deshidratación. Si lo anterior no es posible alcanzarse, entonces si se debe apelar al tratamiento térmico adicional. El nivel de temperatura de tratamiento también se obtiene de las pruebas de botella.

Para todos los casos, las pruebas de botella deben ser confirmadas mediante pruebas de campo, con una duración mínima de 10 días, donde los resultados sean representativos y estables.

Factores para seleccionar un sistema de tratamiento de crudo:

Adicionalmente a lo anterior expuesto para la selección de un sistema de tratamiento de crudo adecuado, los siguientes factores forman parte de la selección definitiva del tratamiento a seguir (Bansbach, Paul L (1989):

- Dureza de la emulsión
- Gravedad específica del aceite (pesado, liviano o intermedio) y del agua de producción
- Cantidad del fluido a ser tratado
- Porcentaje de agua presente en la producción
- Salinidad del agua presente en la producción
- Efecto corrosivo del aceite, agua o gas
- Tendencia del agua a formar incrustaciones
- Tendencia del crudo a formara parafinas
- Potencial del yacimiento, presión de formación y su declinación.
- Presencia de agentes emulsificantes en la formación productora.

La separación agua/aceite tiene que ver con el rompimiento de la emulsión; se debe desactivar o eliminar el efecto del producto emulsificante que esta formando la emulsión. Para esto se pueden utilizar los siguientes procedimientos:

- Utilización de un producto químico que neutralice el efecto emulsificante.
- Utilización de la energía térmica que desactiva o debilita el efecto que esta produciendo la emulsión.

- Adicionalmente, el calor agregado al sistema disminuirá la viscosidad del crudo lo cual ayudara a la separación agua/aceite, debido a la fuerza de la emulsión de algunos crudos se tratara con tratamiento electrostático donde las gotas de agua se unen y coalescen.
- En general, el sistema de tratamiento deberá tener un tiempo de reposo suficiente para que las gotas de agua coalescan.

En consecuencia, en este proceso deberá haber consideración de los siguientes parámetros:

- Temperatura
- Viscosidad
- Tiempo de reposo
- Dimensionamiento del recipiente

5.7 Productos demulsificantes o rompedores de emulsión

Son productos químicos con comportamiento de superficie activa que se utilizan para neutralizar la acción del agente emulsificante y así romper la emulsión.

Características de un agente demulsificante:

- Fuerte atracción a la interfase agua/aceite
- Floculación: Si el agente emulsificante es débil, la fuerza de floculación es suficiente para romper la emulsión.
- Coalescencia: Induce a la coalescencia de las gotas dispersas.
- Humectabilidad a los sólidos. Esta propiedad hace que los sólidos que forman la capa viscosa alrededor de la gota dispersa se humecten y se debilite esta hasta romperse, quedando libre el agua de la gota dispersa. Para las emulsiones directas, la gota dispersa corresponde al agua.

Un agente demulsificante puede tener 1, 2, 3 o todas estas propiedades, dependiendo de los requerimientos de la emulsión a romper.

El demulsificante debe neutralizar la acción del emulsificante y promover la ruptura de la película o capa localizada en la interfase agua/aceite de la gota.

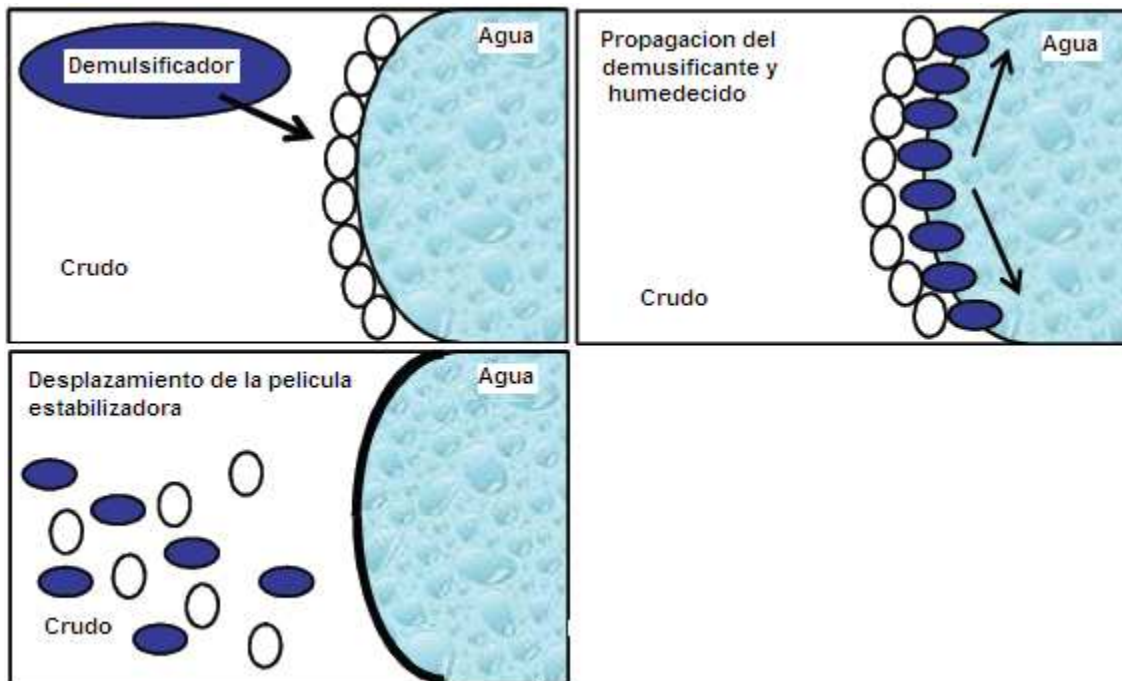


Figura 21 Demulsificante actuando sobre la película. (Ref. Salager J.L. Langmuir 18, 607 (2002))

Formas de neutralizar al agente emulsificante:

La manera como el demulsificante neutraliza al agente emulsificante depende del tipo de emulsificador o agente emulsificante, como sigue:

- Sulfuros o hierro, sílices y lodos de perforación pueden ser humedecidos por agua, forzando su remoción. Este fenómeno es promovido por la propiedad de humectabilidad a los sólidos que debe tener el correspondiente rompedor de emulsión.
- Parafinas y asfáltenos pueden ser disueltos y alterados, haciendo la película envolvente más débil, hasta romperse y liberar el agua.

Otras características de selección del demulsificante:

La selección del demulsificante se debe hacer de acuerdo a la tecnología o los equipos de tratamiento disponibles. Se prefiere seleccionar un producto de acción rápida.

En tratadores térmicos, la acción del rompedor de emulsión debe ser rápida, debido al corto tiempo de residencia.

Cambios con el tiempo. A medida que las condiciones de campo varían o cambian, se deben cambiar o ajustar las condiciones de tratamiento, tal como sucedería en parte o zonas donde existen las estaciones de verano e invierno, o cuando se esté obteniendo producción proveniente de pozos recientemente estimulados con fluidos diferentes a los de la formación, etc.

Normalmente se deben hacer pruebas de botella y pruebas de campo cada año, para verificar su comportamiento de la producción y hacer los correspondientes cambios o ajuste en el tratamiento.

Selección y dosificación de un demulsificante:

La selección y dosificación de un demulsificante se determina en pruebas de laboratorio denominadas Pruebas de Botella verificadas con prueba de campo.

Una excesiva dosificación eventualmente puede invertir el proceso de tratamiento o disminuir su acción.

La selección: no es común encontrar un rompedor de emulsión que contenga todas las cuatro características mencionadas anteriormente, además, también depende de las características de la emulsión. Según esto, la selección del rompedor adecuado se debe realizar mediante las pruebas de botella, haciendo las mezclas que sean necesarias hasta que se encuentren conjuntamente las propiedades o características del rompedor, necesarias para romper la emulsión que se está tratando.

La dosificación: del rompedor se determina también en las pruebas de botella, verificada mediante una prueba de campo. Esta se expresa generalmente en partes por millón (ppm) o en unidades de campo, y va de acuerdo a las características del pozo productor como por ejemplo, presión de cabeza, cantidad de emulsión y agua libre.

Puntos de inyección del demulsificante

El punto de inyección más adecuado para el demulsificante corresponde al múltiple de producción, donde a la entrada de las líneas de flujo se forman mezcladores naturales, lo que facilita el contacto del rompedor con la interfase agua / aceite de cada gota de agua. En el campo Xan se tiene la experiencia de inyección de demulsificante en cabeza de pozos productores para disminuir la presión de cabeza (WHP), se recomienda inyectar en pocas cantidades por la cantidad de agua libre que tienen algunos pozos y en donde podría mezclarse el demulsificante con esta agua de producción y provocar un desperdicio del producto ([Salager 1987a](#)).

5.8 Sinergismo entre surfactantes y aditivos químicos

El estudio de los efectos sinérgicos de los aditivos químicos es de gran importancia en las operaciones de producción en la industria petrolera, lo cual ha recibido recientemente atención debido al incremento de las restricciones ambientales y de los costos de producción en los cuales el uso de aditivos químicos juega un papel importante.

Los aditivos químicos son utilizados para combatir varios problemas operacionales tales como corrosión, presencia de espumas y formación de emulsiones no deseadas. Aunque se ha encontrado que la química puede ser efectiva cuando se usa sola, no hay garantía que tenga un buen rendimiento cuando están presentes como parte de un cocktail de aditivos en la producción de fluidos que entran al separador primario. Poco es conocido acerca de las interacciones entre estos aditivos químicos y sus efectos en la separación de las fases gas/aceite/agua. ([Yang et al. \(1996\)](#))

Ambas mediciones de tensión interfacial y presión superficial han sido suficientemente aplicadas para identificar las interacciones químicas y/o los efectos sinérgicos entre los aditivos. Tales efectos fueron encontrados entre desemulsionantes, inhibidores de corrosión y agentes antiespumantes. Inhibidores de corrosión solubles tanto en agua como en aceite incrementan la estabilidad de la emulsión significativamente. En cambio, los anti-espumantes tienen poca influencia.

Hay evidencias de efectos sinérgicos entre los surfactantes naturales del petróleo crudo.

Por ejemplo, fracciones fenólicas puras que se encuentran abundantemente en extractos alcalinos son interfacialmente inactivas, sin embargo, mezclas de fenoles y ácidos carboxílicos exhiben una alta actividad interfacial y en algunos casos las especies apareadas como los carboxifenoles. Indicaciones cualitativas de las interacciones y efectos sinérgicos entre fracciones de asfaltenos y resinas.

Poco se ha encontrado en literatura acerca de los efectos sinérgicos e interacciones químicas entre los aditivos de producción, aunque la importancia de tales efectos sobre la ruptura de emulsiones fue mencionado por Urdhal et al. (1996), (Sjöblom et al. (2003)).

5.9 Pruebas de Botella de Crudo

Los desemulsionantes deben ser dosificados en forma continua en la relación determinada por pruebas de botella y/o pruebas de campo. Los rangos de dosificación pueden variar de 10 a 1.000 ppm, aunque generalmente con un buen deshidratante se utilizan 10 a 100 ppm.

Generalmente los crudos pesados requieren mayor dosificación que los crudos ligeros. El exceso de dosificación de desemulsificante incrementa los costos de tratamiento, puede estabilizar aun más la emulsión directa W/O ó producir emulsiones inversas O/W.

Debido a que los agentes desemulsionantes son tan numerosos y complejos para permitir su completa identificación, seleccionar el desemulsionante más adecuado es un arte. La selección está basada en pruebas empíricas de laboratorio conocidas como Pruebas de botella, las cuales se han estandarizado como técnica de selección de estos productos en los laboratorios de la industria petrolera.

Las pruebas de botella ayudan a determinar cual químico puede ser más efectivo para romper la emulsión de campo. Los resultados de esta prueba indican la menor cantidad de químico necesaria para separar la mayor cantidad de agua de la emulsión W/O. Para el éxito de esta prueba se requiere seleccionar una muestra representativa de la corriente de producción de la emulsión, la cual debe reunir las siguientes características (University of Texas, 1990):

- Ser representativa de la emulsión a ser tratada.
- Contener cantidades representativas de los químicos presentes en el sistema, tales como inhibidores de corrosión y parafinas.
- Debe ser fresca para evitar la estabilización por envejecimiento de la emulsión.
- Simular las mismas condiciones de agitación y calentamiento tanto como sea posible.

En la figura 22 se esquematiza el procedimiento para la aplicación de la prueba de botella, el cual consiste básicamente en preparar una serie de botellas graduadas y añadir 100 ml de la emulsión agua en crudo fresca o preparada en laboratorio, se dosifican diferentes concentraciones del producto deshidratante a cada botella dejando una botella sin deshidratante (botella patrón), se homogeniza la mezcla y se colocan las botellas en un baño termostático a la temperatura deseada. Cada 30 min se lee el volumen de agua coalescida y se observa la calidad de la interfase, del agua separada y de las paredes del tubo. Con esta data se construye la gráfica de Porcentaje de agua separada en función del tiempo, así como la gráfica de estabilidad, que permite conocer el tiempo necesario para separar $\frac{1}{2}$ ó $\frac{2}{3}$ del volumen de fase acuosa. Tales gráficas permiten determinar la eficiencia del deshidratante.

En la figura 22 se muestra el papel del deshidratante en una gráfica de estabilidad-formulación, siendo la variable de formulación el SAD (Diferencia de Afinidad del Surfactante). La situación inicial es una emulsión W/O estabilizada por surfactantes naturales y partículas autóctonas del crudo. El químico deshidratante es una mezcla de surfactantes de carácter hidrofílico que se solubiliza en un solvente hidrocarbonado de tipo aromático para viajar por difusión y convección por la fase externa de la emulsión, es decir, el petróleo crudo, y adsorberse en la interfase de la gota de agua. Este deshidratante combina sus efectos con los del surfactante natural, obteniéndose una mezcla eficaz que hace la emulsión inestable.

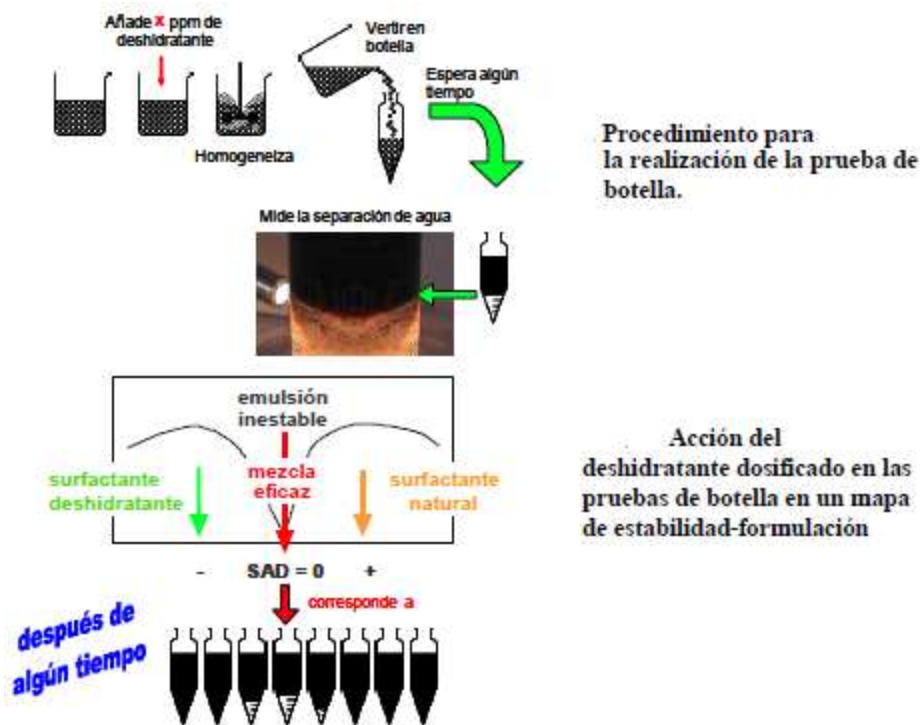


Figura 22 Metodo de Prueba de Botella (Ref. University of Texas, 1990)

Viscosidad en tratamiento térmico de los crudos:

Para crudos entre 30 API y 11 API, la variación de la viscosidad se hace cada vez más importante para la separación agua/aceite, hasta tal punto que en algunos casos, cuando se efectúa el tratamiento para separar las dos fases, es necesario reducir la viscosidad, ya sea mediante un diluyente (como la nafta), o mediante la adición de calor. Esta circunstancia ocurre especialmente para crudos pesados, donde se presentan altos niveles de viscosidad.

Para crudos livianos, con gravedades API mayores de 30, las variaciones de viscosidad son bajas, perdiendo importancia el factor viscosidad, en el correspondiente tratamiento.

Mediante las pruebas de laboratorio se pueden establecer mínimas temperaturas de operación, ya que para crudos parafínicos se llega a una temperatura mínima donde empieza a presentarse la formación de parafina en el tratador, lo cual se manifiesta en un aumento brusco e instantáneo de la viscosidad.

Las emulsiones han sido de gran interés práctico por largo tiempo, ya que están presentes en muchos eventos de la vida cotidiana. Pueden encontrarse en importantes áreas de interés como alimentos, cosméticos, celulosa y papel, farmacéutica, industrial y agrícola. Las emulsiones se hallan también en la industria petrolera, donde típicamente son sistemas indeseables que generalmente incrementan los costos de operación y reducen la eficiencia de los equipos de proceso.

Una emulsión es definida como un sistema que contiene un líquido disperso en otro líquido inmiscible, los tamaños de las partículas de una emulsión la ubican en la categoría de sistemas coloidales ($\sim 0.1 - 10 \mu\text{m}$). Si el aceite es la fase dispersa la emulsión se nombra aceite en agua (o/w), consecuentemente, si el agua es la fase dispersa la emulsión se nombra agua en aceite (w/o); esta clasificación no siempre es apropiada ya que existen por ejemplo emulsiones múltiples (o/w/o). En una emulsión el área interfacial entre las gotas dispersas y la fase continua representa un incremento en la energía libre del sistema, por lo tanto las emulsiones no son termodinámicamente estables.

El crudo es una mezcla compleja de hidrocarburos, con pequeñas cantidades de azufre, oxígeno y nitrógeno, así como algunos constituyentes metálicos, particularmente vanadio, níquel, hierro y cobre. La composición del crudo que se extrae cambia en función de la cantidad de material producido, así se puede considerar que durante este proceso se presentan tres fases, las cuales se caracterizan por el incremento de la cantidad de agua presente en el sistema (figura 23).

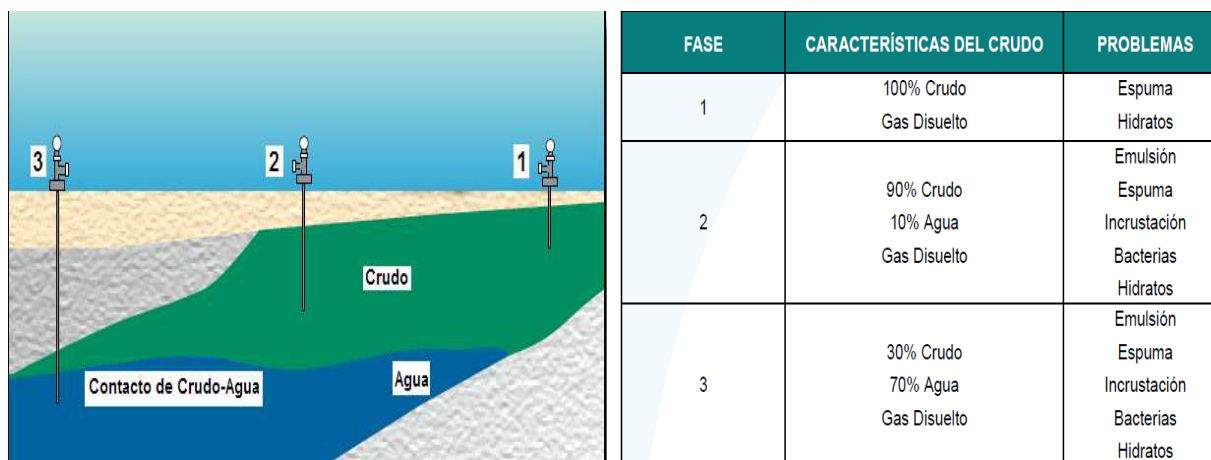


Figura 23 Características del crudo a diferentes profundidades. Ref. La revista de la industria petrolera

Durante la producción y transportación de crudo, las fases oleosa y acuosa son expuestas con la suficiente energía de mezclado para formar dispersiones de agua en aceite o aceite en agua. Desafortunadamente el crudo contiene un número importante de componentes que por su naturaleza son de superficie activa, entre ellos se encuentran los asfaltenos, compuestos de vanadio, compuestos químicos resinosos y ácidos orgánicos solubles. Estos materiales actúan como agentes interfaciales que favorecen la formación de emulsiones. Se cree que los asfaltenos aportan mayor estabilidad a las emulsiones de crudoagua. La floculación de asfaltenos en los sistemas dispersos ocurre cuando se rompe el equilibrio termodinámico, esto como resultado de cambios en la presión, temperatura y alteraciones en la composición del material durante la extracción de crudo o durante la inyección de gas en operaciones de recuperación. Los asfaltenos tienden a absorberse en la interfase agua en aceite para formar una película rígida alrededor de las gotas de agua, protegiendo a la emulsión de la posible ruptura durante las colisiones entre las partículas. Debido a la factibilidad de formación de emulsiones extremadamente estables, se requieren costosos equipos de separación. Sin embargo, con la información referente a las características del crudo y las propiedades de la emulsión es posible realizar pre-tratamientos al crudo con desestabilizadores químicos (desemulsificantes) o a través de equipos especialmente diseñados para cada pozo con el objeto de prevenir problemas de emulsión.

En consecuencia la desemulsificación de crudo forma parte integral de la producción de este material. Lo anterior hace extremadamente importante el control del comportamiento del fluido con el objetivo de minimizar la necesidad de procesos adicionales o intervenciones costosas en el sitio de la producción.

Propiedades de los desemulsificantes:

Un desemulsificante con aplicación en el tratamiento de crudo es usualmente una molécula con carácter hidrofílico/lipofílico parcialmente soluble en la fase continua (aceite) y en la fase dispersa (agua); esta propiedad permite que la molécula del desemulsificante se posicione en la interfase de la emulsión. Ocasionando la ruptura de la película interfacial que rodea a las partículas de la fase dispersa.

Normalmente la eficiencia del desemulsificante tiene relación directa con el peso molecular. En general se ha observado que desemulsificantes con alto peso molecular presentan un mejor desempeño.

Entre los compuestos que presentan mejores propiedades como desemulsificantes usados en la mayoría de las formulaciones se encuentran:

- Polialquilén glicoles de óxido de etileno/óxido de propileno (EO/PO) > 2000 + MW
- Ésteres de ácidos dibásicos de polialquilén glicoles > 3000 + MW
- Resinas condensadas con etileno/óxido de propileno (EO/PO)
- p-tert butil fenol
- p-amil fenol
- p-nonil fenol
- Ácidos grasos polimerizados EO/PO
- Poliésteres EO/PO

Los desemulsificantes comerciales en todos los casos son mezclas de varios componentes, los cuales poseen distintas estructuras químicas y cubren una amplia gama de distribuciones de pesos moleculares. Cada componente del desemulsificante tiene diferente habilidad o actividad interfacial, la cual provee un rango de propiedades que favorecen el rompimiento de la emulsión, de las cuales cabe mencionar:

- Fuerte atracción en la interfase o/w, con la habilidad de desestabilizar la película protectora que rodea a la fase dispersa.
- La habilidad de actuar como agente humectante.
- La habilidad de actuar como floculante.
- La habilidad de cambiar las propiedades reológicas, reduciendo la viscosidad e incrementando la compresibilidad de la película interfacial.

Evaluación de desemulsificantes

Con el objeto de evaluar el desempeño de un desemulsificante, es necesario llevar a cabo pruebas de laboratorio con emulsión, tal cual es producida en las operaciones de campo.

La prueba de botella es usada comúnmente para determinar cuál de los químicos conocidos como desemulsificantes pueden romper la emulsión proveniente de un pozo arrendado o campo.

Los resultados de esta prueba indican la relación requerida de componente de tratamiento para la emulsión, que es la más pequeña cantidad necesaria del químico para romper satisfactoriamente la emulsión.

La concentración de bases desemulsificante típicamente empleada es del 1 al 5%, dependiendo de las características de la emulsión a tratar. Ésta consiste en someter la acción del desemulsificante a una muestra representativa y evaluar, en función del tiempo, el porcentaje de agua separada.

Existen señales adicionales que complementan o confirman la evaluación del producto, como cuando se vacían las botellas de prueba, en este momento se puede observar la capa pegada al envase. Si es cerosa y opaca quiere decir que el producto químico no está trabajando, si por el contrario la botella tiene una película brillante delgada y con gotas de agua, el producto tuvo un buen desempeño.

Otra herramienta de evaluación es observar el tamaño de las gotas formadas, si éstas son grandes y se encuentran en el fondo de la botella se puede decir que el producto es un coalescedor de alta eficiencia; otros, al formar gotas más pequeñas y dispersas en la botella, son coalescedores de mediana eficiencia.



Generalmente la prueba de la botella se realiza en recipientes estándar de fondo cuadrado. No obstante, es posible usar recipientes graduados de fondo cónico, que permitan cuantificar la separación con mayor exactitud. (Ismael Pérez López / Abraham Tapia Camacho “La revista de la industria petrolera”).

5.10 Comparación de tanques deshidratadores y tratadores eléctricos

A continuación se comparan los tratadores convencionales (termoquímicos) con los tratadores eléctricos.

Las principales ventajas de los tratadores eléctricos sobre los tratadores convencionales, son las siguientes:

- Temperaturas de operación menores: esto produce ahorros en combustible, crudos poco densos (y por lo tanto de mayor valor monetario) por conservar las fracciones ligeras de aceite, mayor volumen de aceite. También resulta menor grado de incrustación y corrosión.
- Menor tamaño de la vasija; la vasija se diseña para una rápida coalescencia y permite el uso de vasijas lo más pequeñas posibles para un determinado volumen de crudo.
- No se utilizan fibras coalescentes las cuales se reemplazan por corriente eléctrica; con esto se elimina la interrupción en la operación para reemplazar o lavar las fibras.
- Costos menores de desemulsificantes; en algunos casos se logra reducir bastante el consumo de desemulsificantes y, en ciertos casos, puede eliminarse.
- Costos de electricidad despreciables; normalmente se gasta menos de diez pesos por cada mil barriles tratados de emulsión.
- Mayor eficiencia al tratar emulsiones difíciles.

Aspectos	Deshidratador (gun barrell)	Tratador electrostático
Eficiencia de deshidratación	Eficiente	Eficiente
Eficiencia de desalado	Poco eficiente	Eficiente
Tiempo de proceso	12 horas	1 hora
Tipo de operación	Sencilla	Sencilla
Control de corrosión	Necesario	Necesario
Control de incrustación	No requiere	Necesario
Consumo de combustibles	Variable	Variable
Consumo de reactivo	Alto	Bajo
Sistema contraincendios	Complicado	Sencillo
Tamaño de recipiente	Muy grande	Pequeño
Tiempo de instalación	Largo	Corto
Capacitación de operadores	Mínima	Regular
Costo de la unidad*	1 millón (\$)	2 millones (\$)
Mantenimiento	Poco frecuente	Frecuente
Vida útil	20 años	15 años
Valor de rescate	10%	10%
Tiempo de entrega	90 días	90 días

* Para unidades de 60 000 bl/día

Figura 24 Tanques deshidratadores vs tratadores electrostáticos

(Ref. Téllez Rodríguez J. Inés; "Curso Corto Sobre Tratamiento de Fluidos"; IMP. Mayo 1979.)

Problemas de operación en plantas de deshidratación y desalado de crudos:

Los problemas de operación en las plantas de tratamiento de crudos son variados y se presentan con frecuencia.

Para garantizar la eficiencia de una planta, es necesario que los diversos factores que intervienen (calor, desemulsificante, agitación, electricidad y tiempo de residencia) estén balanceados entre sí. Si uno de estos se modifica, otro tendrá que cambiar a fin de restablecer el equilibrio.

Los cambios bruscos en la naturaleza de las emulsiones son poco frecuentes y pueden deberse a la introducción de una nueva corriente en forma temporal o permanente. En algunos casos debe cambiarse de desemulsificante.

Los productos empleados en estimulaciones ácidas a los pozos y los materiales producidos en la reacción, ocasionan cambios temporales en las emulsiones, cuando se incorporan lentamente en el aceite producido. En algunos casos es necesario tratarlo por separado.

Las variaciones repentinas en la carga que maneja la planta, son una de las causas más comunes de aumento en los contenidos de agua y sal del crudo tratado. La forma más práctica de compensarles, es empleando bombas dosificadoras de reactivo que, en forma automática varíen el número de emboladas según la señal de carga o presión en la línea (Téllez Rodríguez J. Inés; (1979).

La revisión periódica de algunos elementos ayuda a eliminar o identificar rápidamente las causas de una operación deficiente.

Los problemas operacionales más frecuentes y sus posibles correcciones son las siguientes:

- Si el tratador mantiene su temperatura y opera correctamente, ajustar la dosificación de reactivo o cambiar el reactivo por otro más eficaz.
- Si el tratador no conserva la temperatura adecuada, entonces:

a- revisar termómetro y termostatos; b- verificar la operación continua del horno; c- comparar el calor proporcionado y las temperaturas de entrada y salida del aceite, agua y sus volúmenes respectivos, sabiendo que para elevar 10F el agua requiere 150 BTU y el aceite alrededor del doble. Si el calor requerido es mayor que el calculado, el tratador está sobrecargado. En este caso se puede aplicar un reactivo de separación rápida y se instala un eliminador de agua libre. Si el horno no está sobrecargado, entonces puede haber depositación de hollín o incrustaciones externas.

- Si en un deshidratador disminuye la altura de la interfase agua-aceite, entonces: a) verificar la operación de la válvula de descarga de agua; b) comprobar que dicha válvula y el sifón no presenten incrustaciones; c) verificar la presión de descarga del drene (cuando el agua se envía a una planta de tratamiento) para detectar contrapresión excesiva; d) observar si hay depósito en el fondo que pueda impedir el flujo al sifón; e) detectar un taponamiento en la línea de salida del aceite; f) revisar

la temperatura del aceite; g) indagar al deshidratador por la línea igualadora de presiones y h) comprobar que en la sección de separación de gas no hay canalización de aceite.

- Cuando los intercambiadores de calor operan deficientemente, es muy probable que los tubos estén picados por la corrosión y hay que cambiarlos.
- Las fallas más comunes en los tratados electrostáticos ocurren cuando hay intermitencias en el suministro de corriente eléctrica; al disminuir el voltaje la luz piloto se atenúa o desaparece. La acumulación de materiales sólidos en la interfase agua-aceite puede originar un corto circuito. En este caso hay que disminuir la altura de la interfase para normalizar la operación de la unidad. También es recomendable aumentar la temperatura o cambiar de reactivo. Si el mal funcionamiento del tratador no se corrige, habrá que revisar todo el circuito eléctrico.

6. Métodos de Deshidratación de 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: Químico, térmico, mecánico y eléctrico. En general, se usa una combinación de los métodos térmicos y químicos con uno mecánico o eléctrico para lograr la deshidratación efectiva de la emulsión W/O.

El tratamiento químico consiste en aplicar un producto desemulsionante sintético denominado en las áreas operacionales de la industria petrolera como “química deshidratante”, el cual debe ser inyectado tan temprano como sea posible a nivel de superficie o en el fondo del pozo. Esto permite más tiempo de contacto y puede prevenir la formación de emulsión corriente abajo. La inyección de desemulsionante antes de una bomba, asegura un adecuado contacto con el crudo y minimiza la formación de emulsión por la acción de la bomba.

El tratamiento por calentamiento consiste en el calentamiento del crudo mediante equipos de intercambio de calor, tales como calentadores de crudo y hornos.

El tratamiento mecánico se caracteriza por utilizar equipos de separación dinámica que permiten la dispersión de las fases de la emulsión y aceleran el proceso de separación gravitacional. Entre ellos se encuentran los tanques de sedimentación llamados comúnmente tanques de lavado.

Para el tratamiento eléctrico se utilizan equipos denominados deshidratadores electrostáticos, y consiste en aplicar un campo eléctrico para acelerar el proceso de acercamiento de las gotas de fase dispersa.

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

- A. Tratamiento químico
- B. Tratamiento gravitacional
- C. Tratamiento térmico (calentamiento)
- D. Tratamiento electrostático

6.1 Tratamiento químico:

Extraño, pero cierto, los compuestos químicos desemulsificantes son agentes activos de superficie, similares a los emulsificadores (Smith, H. Vernon y Kenneth E. Arnold (1987)).

Los desemulsificantes tienen tres acciones principales:

- Fuerte atracción hacia la interfase aceite-agua; ellos deben desplazar y/o neutralizar a los emulsificadores presentes en la película de la interfase.
- Floculación: neutralizan las cargas eléctricas repulsivas entre las gotas dispersas, permitiendo el contacto de las mismas.
- 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.

- Los desemulsificantes efectivos tienen alto peso molecular, que son comparables a los surfactantes naturales.
- 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 sigue (Smith, H. Vernon y Kenneth E. Arnold (1987),:

- ésteres, 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.
- 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, sobredosificándose no causa emulsiones inversas (o/w), pero pueden causar la precipitación de partículas de sulfuro de hierro en el agua separada.
- poliésteraminas, 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 ([Graciaa, Lachaise et al., 1983](#)).

Para que una muestra sea buena, debe reunir las siguientes características:

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

El tratamiento químico en general ofrece las siguientes ventajas:

- La formación de las emulsiones puede ser completamente prevenida dosificando los desemulsificantes desde una etapa temprana del tratamiento.
- 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:

- Una sobredosificación puede producir nuevas emulsiones que son a menudo más difíciles de romper que las emulsiones originales.
- 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.

6.2 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 baffles 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" (Figura 25); 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.

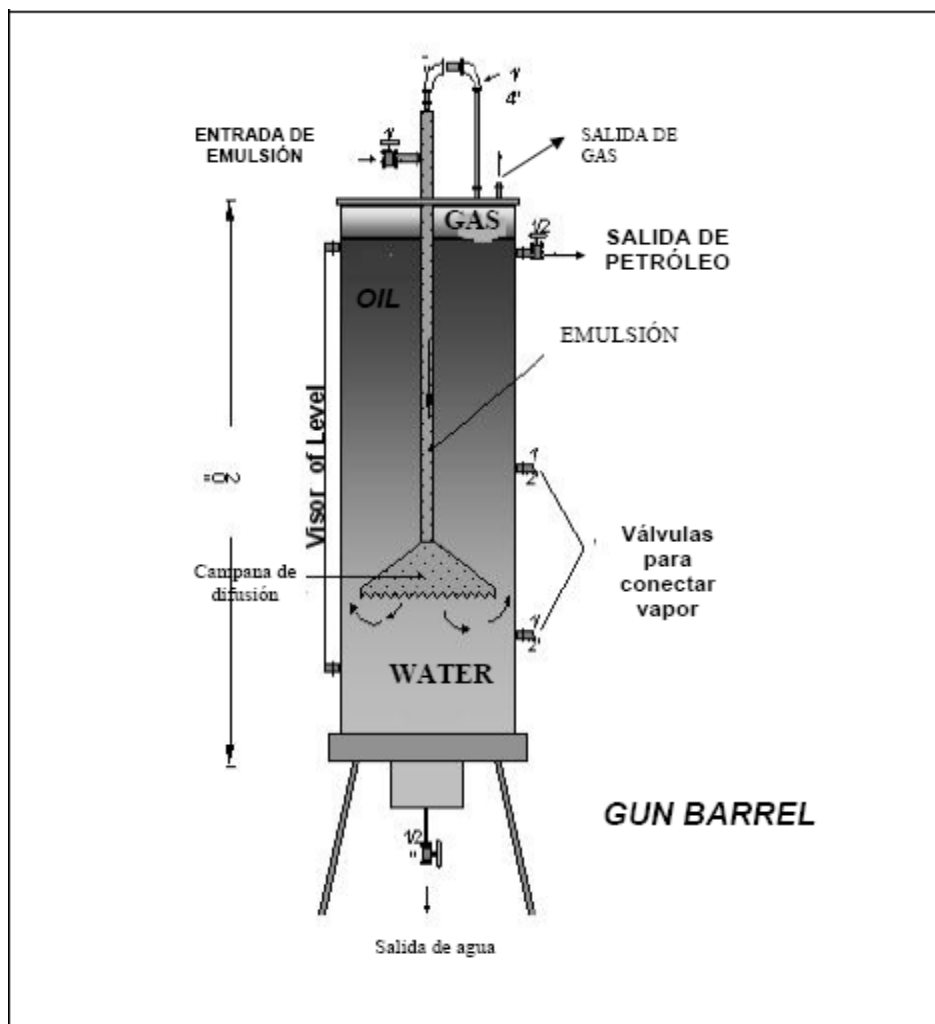


Figura 25 Gun barrels o eliminadores de agua libre (EAL). (Ref. Howell Training Co.)

Prácticamente, un Gun Barrel es un tratador vertical a presión atmosférica. Tiene una cámara separadora de gas o bota, donde se separa el gas y luego es descargado a una línea de baja presión o a una línea de venteo al aire.

Posee un tubo bajante por donde circula hacia el fondo la emulsión o la producción del campo proveniente del separador general; hacia el final de este dispositivo se encuentra el distribuidor de flujo localizado en la sección de lavado, el cual contribuye a crear un flujo uniforme ascendente a través del agua y distribuido en toda el área transversal del tanque.

Generalmente, los Gun Barrel son diseñados para operar en frío. Sin embargo, se le puede acondicionar en el fondo del tanque un sistema de calentamiento, ya sea mediante vapor o eléctrico. También, mediante un intercambiador de calor localizado en la línea de entrada.

Los Gun Barrel se utilizan preferiblemente para crudos livianos o semi-livianos que requieren la última etapa de deshidratación de emulsiones flojas e inestables.

El tratamiento en el Gun Barrel o tanque de lavado se fundamenta en que la "coalescencia de las gotas de agua ocurre más rápidamente en dispersiones concentradas. En este caso la emulsión agua/aceite es puesta en contacto con el agua disponible en el fondo del tanque, lo cual favorece la coalescencia.

6.3 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 26 y 27 respectivamente.

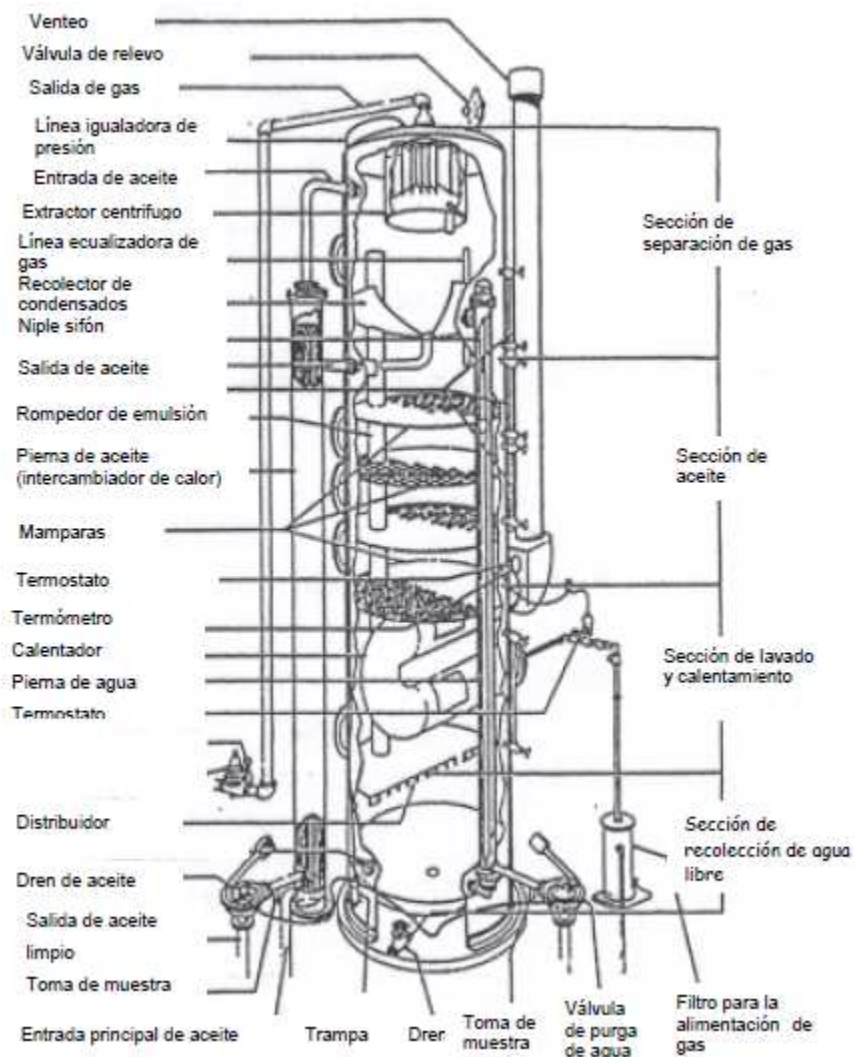


Figura 26. Esquema típico de calentador- tratador directo tipo vertical (Ref. Howell Training Co.)

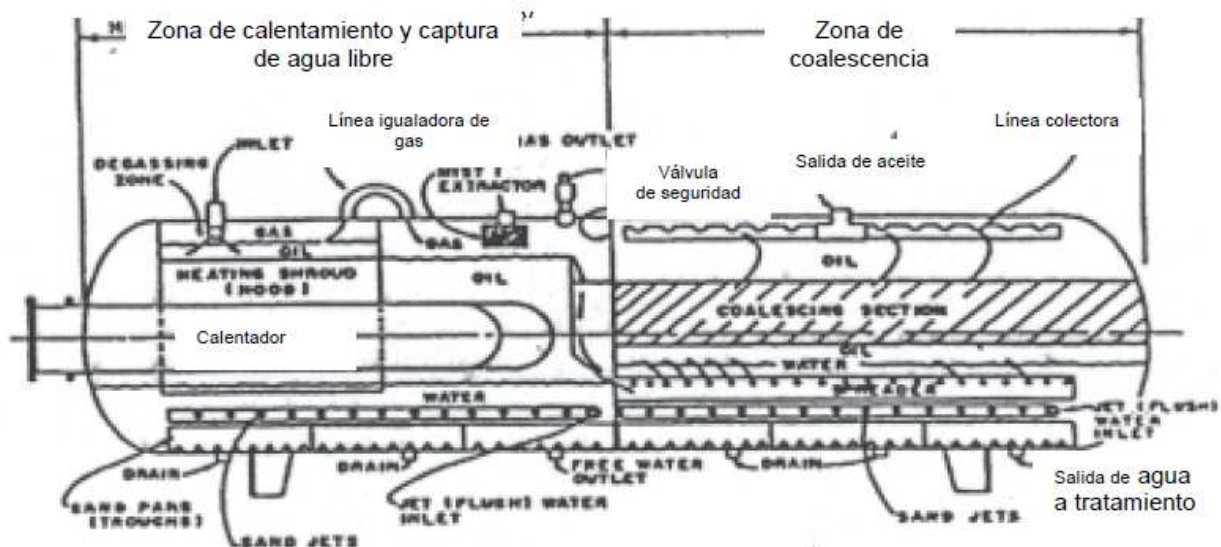


Figura 27. Esquema típico de calentador-tratador directo tipo horizontal (Ref. API Spec 12L.)

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

- Desgasificado de la emulsión de entrada.
- Remoción de arenas, sedimentos y agua libre previo al calentamiento.
- Lavado con agua y calentamiento de la emulsión.
- 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 26. 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:

- Acumularse y ocupar un volumen importante en el recipiente y eventualmente bloquear la corriente de alimentación.
- Bloquear la transferencia de calor y causar quemado del equipo de calentamiento
- 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:

- 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.
- Incrementa el movimiento browniano y la colisión de las gotas de agua para su coalescencia.
- Incrementa la diferencia de densidad entre la salmuera y el crudo

- Promueve una mejor distribución del desemulsificante.
- Disuelve las parafinas cristalizadas que le dan estabilidad a las emulsiones.
- Debilita la película de emulsificante que rodea a las gotas de agua.

Sin embargo el calentamiento presenta las siguientes desventajas:

- 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.
- Incrementa los costos de combustible
- Incrementa los riesgos en las instalaciones
- Requieren mayor instrumentación y control
- Causa depósitos de coke.

6.4 Tratamiento electrostáticos

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, por lo tanto, un campo eléctrico incrementa la coalescencia de las gotas dispersas en el aceite, por dos mecanismos que actúan simultáneamente:

- Sometidas a un campo electrostático, las gotas de agua adquieren una carga eléctrica neta.
- 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).

En 1911 [Cottrell y Speed \(1911 a,b\)](#) presentaron la primera patente sobre el proceso de coalescencia eléctrica. Estos investigadores usaron dos electrodos inmersos en una emulsión y sometidos a un alto voltaje. El principio es el siguiente: Cuando una gota de agua está ubicada dentro de un campo eléctrico intenso, se produce un dipolo inducido en el sentido contrario. La deslocalización de carga somete a la gota a un esfuerzo de elongación en la dirección del campo y, cuando varias gotas tienen polos de signo contrario se atraen y ocurre la coalescencia, siempre y cuando se drene la película intergota.

Subsecuentemente, muchos esfuerzos se han hecho para comprender el proceso que tiene lugar durante el rompimiento de emulsiones mediante campos eléctricos. Uno de los artículos de mayor comprensión fue escrito por [Waterman \(1965\)](#), quien explicó el rol de los coalescedores electrostáticos y discutió aspectos tanto comerciales como científicos.

[Waterman \(1965\)](#) encontró que los mecanismos que promueven la separación de una dispersión de líquidos de baja conductividad por la acción de un campo eléctrico son:

- La separación debido al resultado de las fuerzas entre las partículas polarizadas (sólidas o líquidas) en un campo A.C.(Corriente Alterna) o D.C. (Corriente Directa), denominada “coalescencia por dipolo inducido”;
- La coalescencia resultante de las fuerzas producidas por un campo eléctrico unidireccional sobre una partícula cargada, llamado “Electrofining” (proceso ineficiente en un campo A.C.).

[Taylor \(1991\)](#) estudió los factores claves que gobiernan la deshidratación eléctrica de emulsiones W/O utilizando los perfiles de corriente-tiempo, así como los efectos del campo eléctrico, volumen de la fase acuosa (y salinidad), tiempo de tratamiento y, en menor extensión, la presencia de surfactantes. Explicó la forma de tales perfiles de la siguiente manera:

- Un período inicial durante el cual ocurre el alineamiento de las gotas en cadenas como si fueran un rosario;
- Un período en el cual las cadenas de gotas de gran longitud forman un puente entre los electrodos, ocasionando un incremento en la conductividad de la emulsión;
- Un punto en el cual la conducción de corriente alcanza un máximo; y
- Una región caracterizada por una conductividad altamente errática, eventualmente disminuye a cero, como consecuencia de la disminución del nivel de agua en la emulsión debido al progreso de coalescencia de las gotas.

[Taylor \(1991\)](#) sugirió que el proceso inicial es capacitivo, resultando quizás de la conducción superficial en las gotas de agua que se tocan, más que de la conducción a través de las gotas. Esta fase inicial es influenciada por factores como: viscosidad de la fase aceite, volumen de la fase dispersa y voltaje aplicado. En la última región, la conducción ocurre a través de las gotas y la duración de esta zona se ve afectada por el voltaje y la presencia de aditivos químicos.

Las investigaciones de Bailes y Larkai (1981, 1982, 1987) sobre los diferentes modos de corriente y la frecuencia del campo eléctrico utilizando sistemas de extracción con solvente en ausencia de transferencia de masa, arrojaron los siguientes resultados:

- El campo D.C. pulsante es más efectivo.
- La separación máxima ocurre a una frecuencia óptima en la región de 8 a 10 Hz (tanto para media onda como onda cuadrada).
- Los cambios en la frecuencia de pulsación no alteran la magnitud de la fuerza del campo a lo largo de la dispersión para un voltaje dado, pero sí influyen en la conducción de corriente que se hace máxima a la frecuencia óptima.

Chen et al. (1994) investigaron el efecto de la aplicación de un campo eléctrico A.C. sobre la estructura de emulsiones W/O, tanto experimentalmente como por medio de simulaciones moleculares dinámicas.

En ambos casos, concluyeron:

- En presencia de un campo eléctrico las gotas de agua forman cadenas debido al dipolo inducido;
- A altas frecuencias A.C. se forman cadenas más cortas, presumiblemente porque las gotas no tienen tiempo suficiente para responder a los cambios rápidos de la corriente alterna. Por lo tanto, las frecuencias bajas pueden ser más efectivas para promover la formación de cadenas;
- No hubo coalescencia en presencia películas interfaciales rígidas.

En la figura 28 se muestra el equipo utilizado en la industria para la deshidratación por campo eléctrico. Este dispositivo, generalmente tiene características similares a la de los equipos de separación mecánica presurizados, añadiéndoles un sistema de electrodos y de generación de alto voltaje.

Consiste generalmente de 3 secciones:

La primera ocupa aproximadamente el 50% de su longitud y se llama “sección de calentamiento”, por donde entra la emulsión W/O y se calienta a fin de separar el gas disuelto y disminuir su viscosidad.

La segunda es la “sección central o control de nivel” y ocupa alrededor del 10% de su longitud, ubicada adyacente a la sección de calentamiento.

La tercera abarca el 40% y se denominada “sección de asentamiento”; es donde la emulsión entra en contacto con las parrillas de electrodos energizadas y ocurre la separación de las fases; el crudo deshidratado sale por el tope y el agua separada por el fondo.

El nivel de agua libre es controlado por dos medidores de nivel en paralelo y con diferentes principios de operación. Esta es la variable más difícil de controlar, ya que un valor alto podría hacer que el agua tenga contacto con las parrillas energizadas y halla un corto circuito en el equipo, con sus correspondientes daños al sistema eléctrico.

Este equipo se utiliza cuando la velocidad de asentamiento por gravedad es muy lenta (Ley de Stokes), ya que las fuerzas de atracción electrostáticas son más grandes que la fuerza de gravedad. La relación entre ambas fuerzas es de aproximadamente 1.000 para gotas de agua de 4 micras de diámetro en un crudo de 20° API expuesto a un gradiente eléctrico típico de 5 kV/pulgada.

Un tratador horizontal electrostático típico es mostrado en la figura 28. La alimentación pasa a través de un distribuidor a un baño de agua para la coalescencia de las gotas de mayor tamaño. La 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 (Lucas R. N. (1976)).

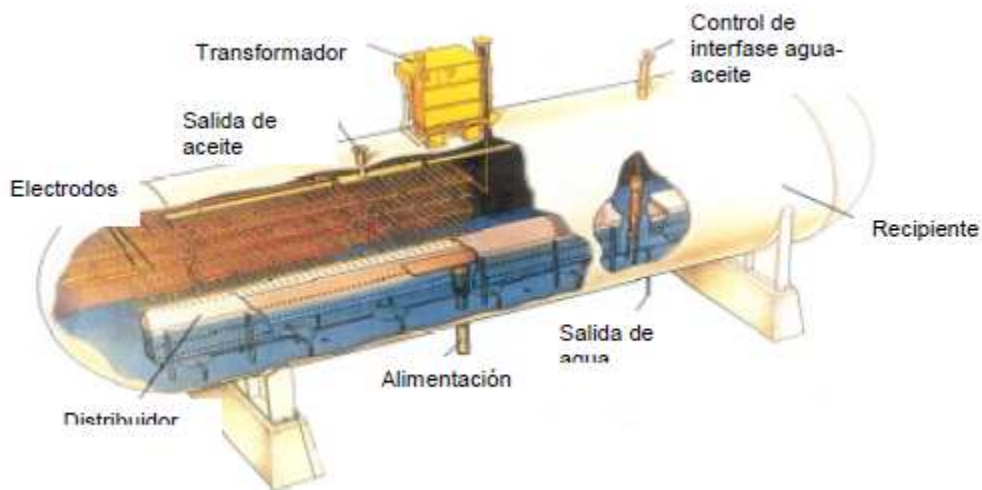


Figura 28 Tratador electrostático (NATCO) (Ref Lucas R. N. (1976) "Electrical dehydration and desalting of crude Oil")

En la figura 29 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.

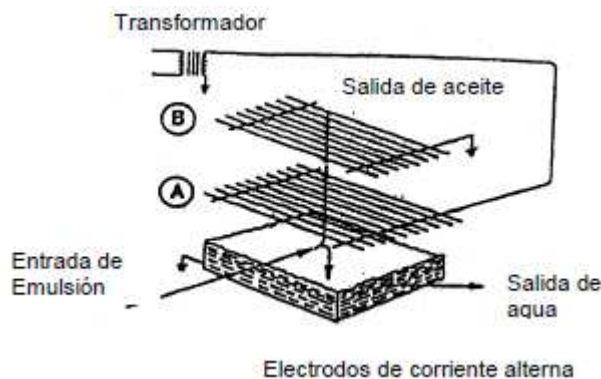


Figura 29 Electrodos de corriente alterna (Ref Lucas R. N. (1976) "Electrical dehydration and desalting of crude Oil")

La aplicación de voltajes A.C. permite que coalescan las gotas grandes, pero no es muy efectivo gotas pequeñas (1 a 2 micras). Para remover estas gotas, es mejor emplear potenciales D.C. de polaridad dual (corriente rectificada), es decir, un electrodo cargado positivo y el otro negativo, similar a A.C. excepto que las cargas son constantes con un alto potencial D.C. entre los electrodos.

Los tratadores electrostáticos son usados generalmente cuando existen las siguientes circunstancias (Burris D. R. 1977):

- 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.
- Son menos afectados en su operación por las características del crudo y del agua, con muy pocos problemas de corrosión e incrustación de sales por las bajas temperaturas de trabajo y el tiempo de residencia es sustancialmente menor (15 a 55 minutos).
- Por otra parte, son de menor tamaño, se obtiene mayor cantidad y mejor calidad del agua separada, y con gran flexibilidad en cuanto a las fluctuaciones o variaciones en los volúmenes de producción (Guzmán et al., 1996).

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 (figura30).

Requerimiento de supervisión constante en su operación, instalación de sistemas de control más sofisticados, mayores costos de operación y de inversión, instalación de sistemas de carga para un mayor control de flujo.

Tipico Tiempo de Retención de Líquido				
Tipo de Tratamiento		Tipico Tiempo de Retención de la Fase-Líquida		
Gun Barrels o Tanque de Lavado		8–24 hr		
Tratador Calentador Vertical		0.5–4 hr		
Tratador Calentador Horizontal		0.5–4 hr		
Tratador Electrostatico		15–120 min		
Separadores de Agua Libre		25–30 min at 60°F		
		20–25 min at 70°F		
		15–20 min at 80°F		
		10–15 min at 90°F		
		5–10 min at 100+°F		

Tipico Temperatura de Tratamiento (oF)				
Tipo de Emulsión	°API	Gun Barrels o Tanque de Lavado	Tratador - Calentador	Tratador - Calentador Electrostatico
Suelta o Floja	>35	80–100	100–120	85–105
Moderada	25–35	100–120	120–180	105–140
Apretada o Ajustada	15–25	120 plus	140–200	120–160
Muy Viscosa	10–15	—	180–250	160–230

Figura 30 Tiempo de retención y temperatura de tratamiento para los diferentes tratadores (Ref. Sivalls 1983)

6.5 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 (figura 31). 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, tapona 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 refinерías 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 (Layrisse et al., 1984).

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.

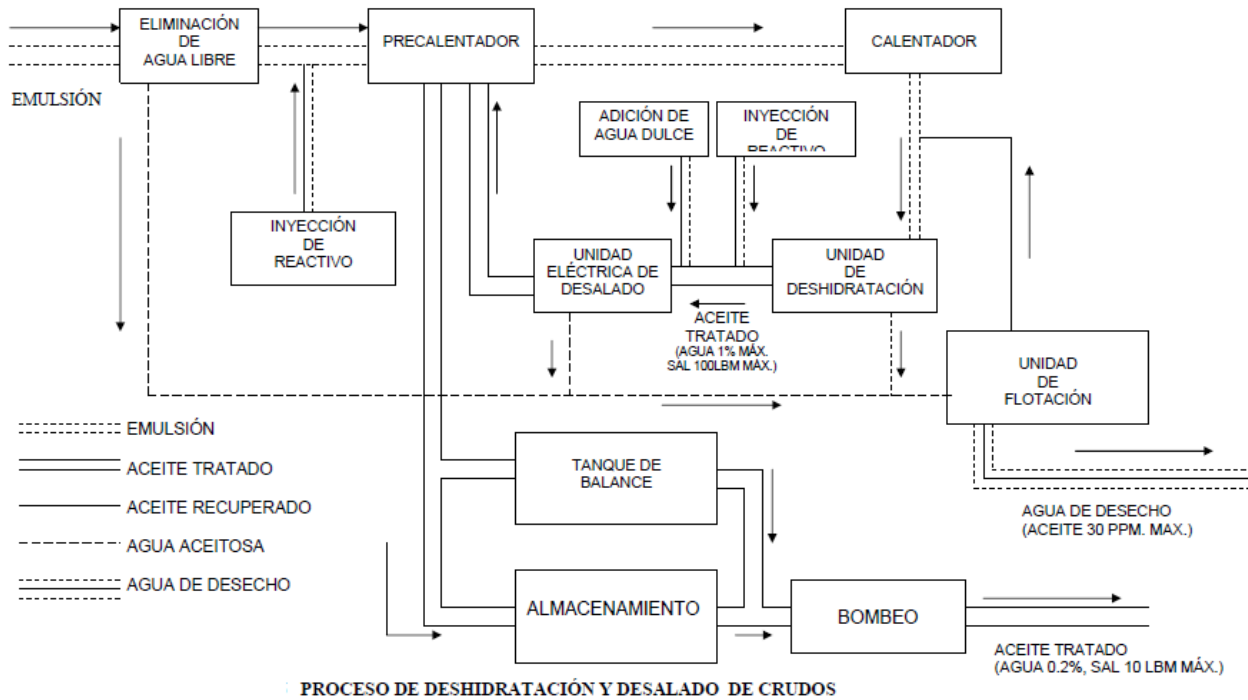


Figura 31 Esquema de deshidratación y desalado de crudos (Ref. "Crude Oil Processing with Electrostatic Unites"; C.E. -NATCO)

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).

$$lbsal = (blcrudo) \left(\frac{blagua}{blcrudo} \right) \left(\frac{lbagua}{blagua} \right) \left(\frac{lbsal}{lbagua} \right)$$

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

$$LMB = (1000) \left(\frac{(\%Agua)}{100 - \%Agua} \right) (350GE_{agua}) \left(\frac{ppmpeso}{10^6} \right) \tag{3}$$

La ecuación (3) anterior 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 figura 32 muestra el % agua en volumen requerido para obtener una especificación de 10 LMB para una salinidad dada de salmuera remanente.

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

Figura 32 Contenido de sal vs % de agua y salinidad (Ref. "Crude Oil Processing with Electrostatic Unites"; C.E. – NATCO)

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:

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

Como se muestra en la figura 33 el equipo convencional para el desalado incluye:

- Un equipo convencional de deshidratación (eliminador de agua libre, tratador- calentador o unidad electrostática).
- Una "tee" para inyectar el agua de dilución.
- Un mecanismo que mezcle adecuadamente el agua de dilución con el agua y las sales del crudo.
- 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 33).

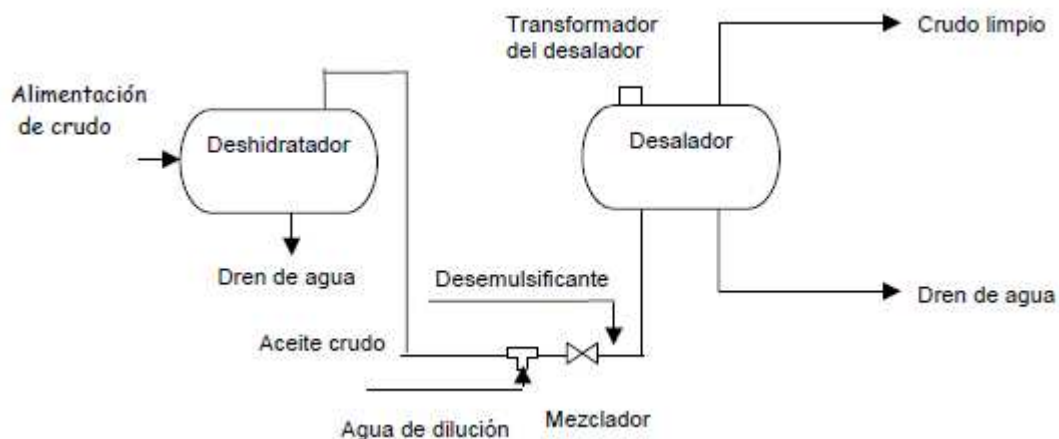


Figura 33. Sistema convencional de deshidratación y desalado. (Ref. "Crude Oil Processing with Electrostatic Unites"; C.E. -NATCO)

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

- El nivel de deshidratación alcanzado
- La salinidad de la salmuera que entra con el crudo
- La eficiencia de mezclado
- La salinidad del agua de dilución
- 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 anterior 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.

Es importante 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 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 ϕ del agua de dilución se mezcla completamente con las pequeñas gotas del agua remanente en el crudo, mientras que la porción restante $(1-\phi)$ del agua de dilución pasa a través del equipo desalador sin sufrir ningún cambio. Generalmente " ϕ " 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:

- Bombear el agua de inyección al crudo a través de una "tee".
- 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.
- 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.
- Adicionar mezcladores estáticos los cuales requieren altas velocidades de flujo.

Para la selección de un sistema de tratamiento óptimo de un crudo específico, deben considerarse una serie de factores para la determinación del método de tratamiento deseable, entre los cuales se citan:

- Características de la emulsión.
- Gravedad específica del crudo y del agua de producción.
- Características corrosivas del crudo, el agua de producción y el gas asociado.
- Tendencias a la deposición de sólidos y generación de incrustaciones del agua de producción.
- Volúmenes de fluidos a tratar y contenido de agua en el crudo.
- Tendencias a la deposición de parafinas y asfaltenos del crudo.

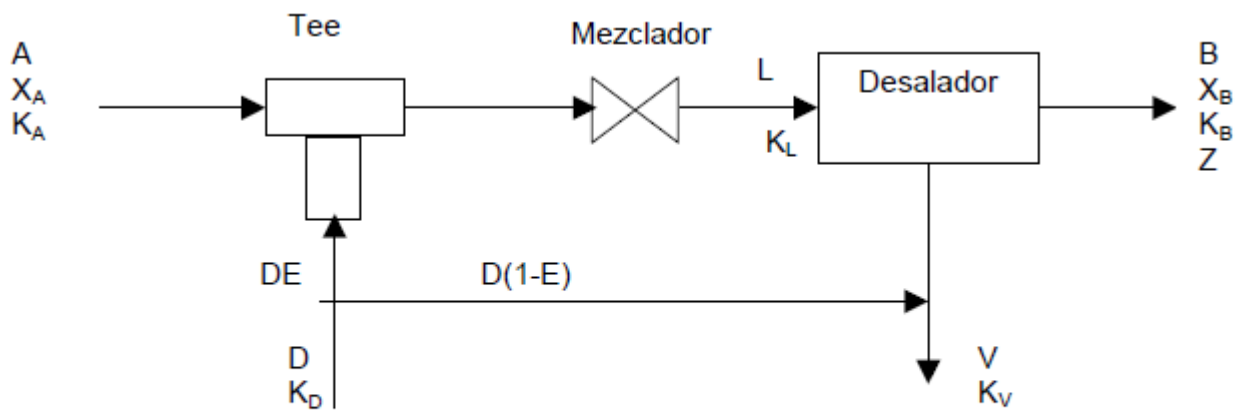
- Presiones de operación deseables en los equipos.

Además de los factores antes mencionados para la selección del sistema de tratamiento, los cuales a su vez permiten escoger los separadores electrostáticos en aquellos casos en que las emulsiones esperadas sean de alta estabilidad, por lo que debe considerarse una serie de parámetros básicos asociados a la acción del campo electrostático. Entre estos factores se cuentan (Lowd et al., 1967; Burris 1974, 1978).

- Temperatura de separación.
- Factor de carga (barriles de crudo tratado por día/área de rejilla electrostática), el cual define el tiempo de retención del crudo como la velocidad de sedimentación de las gotas de agua.
- Voltaje o diferencia de potencial requerida por unidad de longitud de separación de rejillas.
- Factor de velocidad de sedimentación (el cual relaciona las propiedades físicas del crudo y el agua, y representan la fuerza impulsora de la separación gravitacional).

Procedimiento de Diseño

La figura 34 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.



Entrada y salida de materiales para un sistema de desalado de crudo

Figura 34 Sistema de desalado (balance)

$$A + D = B + V \quad (4)$$

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

$$A + ED = L \quad (5)$$

Balance de sal en la tee y válvula de mezclado:

$$AK_A + EDK_D = LK_L \quad (6)$$

Combinando las ecuaciones (5) y (6):

$$K_L = \frac{(AK_A + EDK_D)}{(A + ED)} \quad (7)$$

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

$$\frac{\text{lbsal}}{1000\text{bl}_{\text{crudo}}} = \frac{(\text{lb}_{\text{agua}})(\text{lb}_{\text{sal}})}{(1000\text{bl}_{\text{crudo}})(\text{bl}_{\text{agua}})} \quad (8)$$

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

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

$$Z = BK_B = \frac{B(AK_A + EDK_D)}{(A + ED)} \quad (9)$$

Donde:

A barriles de agua en T barriles de crudo limpio = $TX1/(1-X1)$

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_A 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 una planta deshidratadora específicamente la reducción de la salinidad y permitir definir los objetivos (Burriss Donald R. (1978))

7. Avances en Tecnologías Electroestáticas para Deshidratación de Crudos Pesados

La separación eficaz del aceite/agua continúa siendo un desafío importante en operaciones de la producción petrolífera de crudo pesado e implica a menudo los altos costos de capital (recipientes grandes, calentadores) y los altos costos de operación (calor, ensuciamiento, trastornos, sustancias químicas). El uso de las nuevas tecnologías electroestáticas de deshidratación tiene el potencial para tener un impacto importante en la reducción de estos costos.

Los criterios de funcionamiento medidos son la rapidez de separación de emulsión efectiva (rendimiento de recipiente), calidad separada del aceite y de la salmuera, distribución dimensional de la gotas de agua para las emulsiones de la entrada y de salida, y comparación con datos de campo (como disponible) para tecnologías electroestáticas más viejas. Las pruebas tradicionales de la botella se realizan para la referencia. Un aumento de 2 a 4 dobles en la rapidez de la emulsión tratada fue observada para algunos de los aceites pesados usando las más nuevas tecnologías electroestáticas en relación con el método tradicional (AC) de la corriente alternada con la misma calidad de la salida del petróleo bruto y de la salmuera.

El tratamiento con ácido para llevar la salmuera separada dentro del rango 6 a 6,5 pH tenía un efecto muy beneficioso sobre la separación del aceite/agua para algunos de los aceites pesados.

El retiro eficaz de agua de crudos pesados a menudo implica altos costos de inversión (recipientes grandes, calentadores) y altos gastos de operación (calentamiento, ensuciamiento, sustancias químicas) que afecta a ambas corrientes (ascendente y descendente en la operaciones del desalando. Nuevas tecnologías electroestáticas de deshidratación ofrecen el potencial para tener un impacto principal en la reducción de costos (Warren, K. W. 2002), Cummings, C. B, and Engelman (1969). Una evaluación de algunas de estas nuevas tecnologías fue realizado para comparar el funcionamiento relativo y costos de cuatro tecnologías electroestáticas de deshidratación de estos crudos de petróleo pesados.

¿Por qué es la separación del agua (deshidratación) un desafío creciente para los aceites pesados? Las dos razones principales para la deshidratación más desafiadora de crudos pesados (Heavy Oils,) son su gran viscosidad y la pequeña diferencia de la densidad entre crudos pesados y la salmuera. La alta viscosidad reduce el proceso de separación mecánica y también reduce el transporte del químico rompedor de la emulsión a la interface de las gotas de agua. La pequeña diferencia de la densidad también reduce el proceso mecánico de la separación (de la gravedad). Aunque sea no único para (Heavy Oils), los aceites pesados también contienen comúnmente las moléculas tensoactivas (tales como asfaltenos, ácidos naftenóicos y ácidos grasos) y partículas (tales como silica, arcilla, óxido de hierro, sulfuro de hierro) eso ayuda en la formación de emulsiones muy estables. Los problemas de la viscosidad y de la densidad están bien ilustrados por la ley Stokes (ec.10) la cual da la rapidez o índice de caída para una pequeña esfera en un fluido viscoso que el cual es:

Velocidad de caída de gota de agua =

$$\frac{\text{Constante gravitacional} * (\rho_{\text{wd}} - \rho_{\text{oil}}) * D_{\text{wd}}^2}{18 * \text{viscosidad de la fase de crudo deshidratado}} \quad (10)$$

donde D_{wd} = diámetro de la gota de agua

ρ_{wd} = densidad de la gota de agua

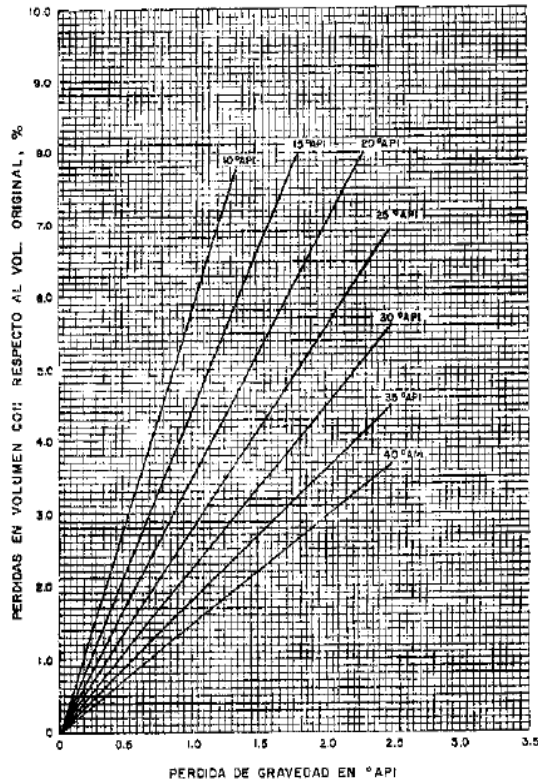
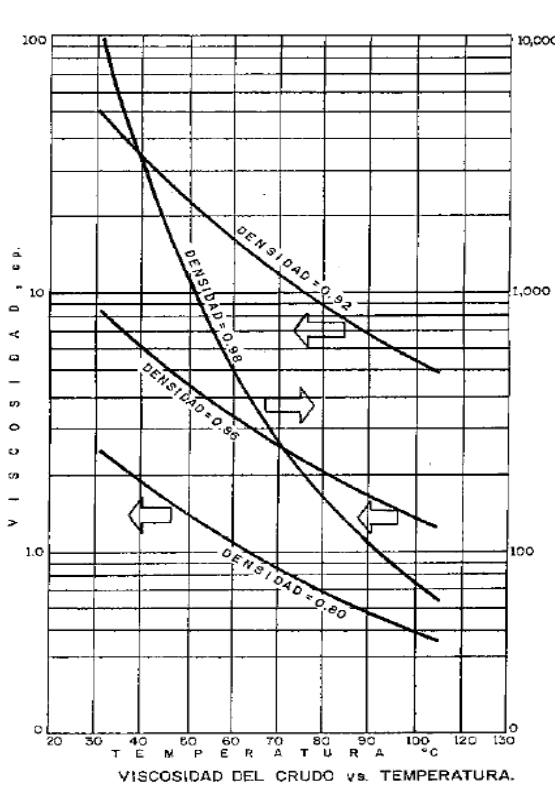
ρ_{oil} = densidad de la fase de crudo o aceite

Así el tiempo requerido para la deshidratación eficaz es reducido por una viscosidad más baja, incrementando la diferencia de densidad, y un tamaño más grande de la gota.

Los métodos comunes usados para ayudar a la separación del aceite/ agua son (Lucas, R. N (1969)):

- Usar un tiempo de residencia largo para la separación, usando un recipiente de separador grande.
- Calentar la emulsión para reducir viscosidad y incrementar la diferencia de densidad entre el crudo y el agua en las temperaturas menores que ~100°C según lo ilustrado en las figuras 35,36,37,38. Esto puede causar a veces la pérdida de componentes más ligeros.
- Adicionando químicos que realzan (mejoran) la coalescencia (fusión) de gotas de agua emulsificadas.
- Adicionando un diluyente de hidrocarburo para reducir la viscosidad y incrementar la diferencia de densidad.
- La emulsión sujeta al campo electrostático para aumentar y para acelerar la coalescencia (fusión) de las gotas de agua emulsionadas.

RELACION ENTRE LAS PERDIDAS DE GRAVEDAD (°API)
Y LAS PERDIDAS EN VOLUMEN DE ACEITE (%).



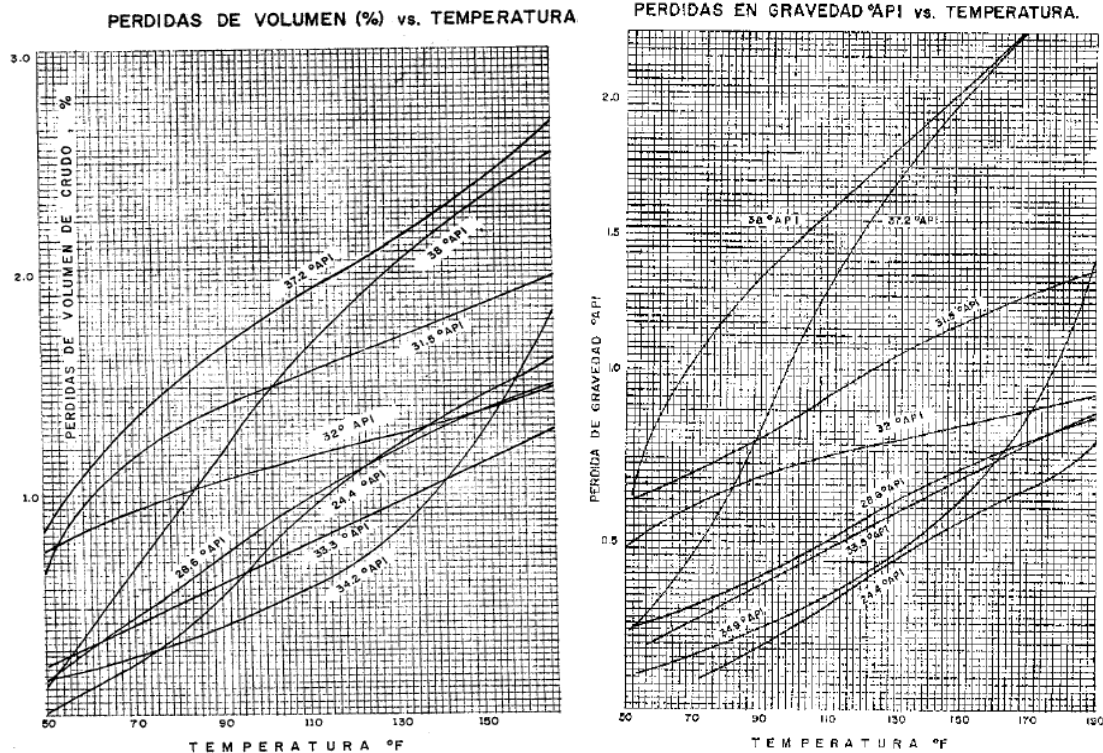


Figura 35,36,37,38 Comportamiento del petróleo crudo bajo diferentes condiciones. Ref. "Crude Oil Processing with Electrostatic Unites"; C.E. -NATCO

Para petróleos crudos muy pesados una combinación de todos los métodos arriba puede ser necesarios para alcanzar una eficaz separación de aceite/agua. Desde luego calor, diluyente, recipientes grandes, químicos tratadores de emulsión, y sistemas electrostáticos, todos incrementan el costo.

Un objetivo universal es de seleccionar la combinación óptima de métodos que reducirán al mínimo el costo, especificaciones de venta de crudo reunidas, producción de crudo libre de agua, y maximizar valor del crudo.

Los avances en la separación del aceite/agua se han divulgado estos últimos años para el uso de nuevas tecnologías electrostáticas.

Estudios realizados para evaluar sistemáticamente cuatro tecnologías deshidratación electrostáticas (ED) usando laboratorio, escala de referencia, y pruebas de escala experimental piloto. Una breve descripción y una historia de las tecnologías de electrostáticas de deshidratación evaluadas se presentan en la sección abajo. Observen que algunas de las más nuevas tecnologías de electrostáticas de deshidratación están patentadas.

7.1 Campos electrostáticos:

Los fabricantes de deshidratador cuentan con tres tipos fundamentales de campos electrostáticos para aumentar la coalescencia de las gotas de agua dispersas, nombrados como campos de corriente directa (DC), corriente alterna (AC) y campos combinados de AC/DC. Los campos de DC son muy eficientes pero pueden promover la corrosión electrolytica.

Por lo tanto, no se utilizan en usos de la desalación del petróleo crudo, pero solo para deshidratar los petróleos refinados que tienen conductividad baja (bajos en sales y agua). Por otra parte, los campos de AC son utilizados por todos los fabricantes debido a su tolerancia a los altos cortes de agua (contenido de agua) y de naturaleza no-electrolítica. Finalmente, los campos combinados de AC/DC proporcionan la alta tolerancia de agua del campo de AC con la alta eficiencia del campo de DC.

Fuerzas electrostáticas:

Un gota de agua suspendida entre un par de electrodos es activada sobre, por cinco fuerzas como es indicado en la figura 39. Dos de estas cinco fuerzas son gravitacional e hidráulico (Draxler and Marrs, 1993).

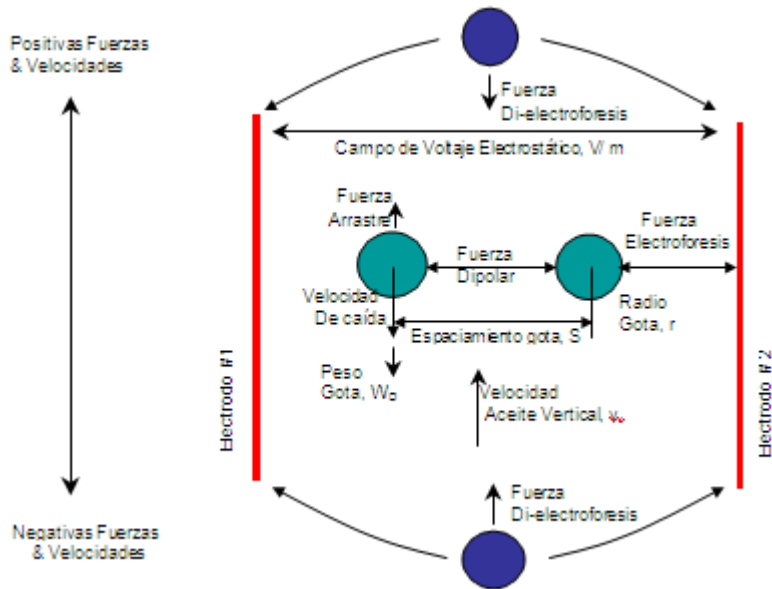


Figura 39 Fuerzas de coalescencia. Ref. Draxler, J. and Marr, R., 1993, Design Criteria for Electrostatic Deemulsifiers, International Chemical Engineering, Austria, 33, 1.

Las fuerzas gravitacionales iguales al peso de la gota actúan para mover la gota de agua hacia la parte inferior del recipiente. Las fuerzas de fricción (arrastre) impuestas por el creciente paso del movimiento del aceite actúan sobre las gotas de agua para impulsar hacia la salida del aceite. Si las gotas de agua es más grande que el diámetro de gota de Stoke como calculado por la ecuación en la ecuación 11, el peso es mayor que la fricción y la gota de agua será separada del aceite.

$$d_{Stoke} = \left(\frac{18 \mu_o v_v}{g(\rho_w - \rho_o)} \right)^{0.5} \quad (11)$$

Diametro de Gota de Stoke

Para maximizar el funcionamiento del proceso de la desalación, las fuerzas electrostáticas deben ser capaces de promover la coalescencia de las gotas a diámetros mayores que el diámetro de Stokes. Las tres fuerzas electrostáticas son dipolare, electroforéticas y di-electroforéticas.

1) Las fuerzas dipolo son establecidas por la alineación de las moléculas de agua polares en las gotas y son proporcionales a el gradiente de campo eléctrico, al diámetro de las gotas de agua y el espaciamento entre las gotas tal y como se muestra en la ecuación (12).

$$F_d = \frac{6 K E^2 r^6}{S^4} \quad (12)$$

Fuerza Dipolar

2) Las fuerzas electroforéticas son fuerzas atractivas y repulsivas establecidas en un campo uniforme del voltaje entre las gotas cargadas y los electodos. Son proporcionales a la fuerza de campo, al diámetro de la gota y a la conductividad del aceite tal y como se muestra en la ecuación (13).

$$F_e = C \pi^3 \mu \epsilon_c r^2 E^2 e^{(-\sigma_c t / \epsilon_c)} \quad (13)$$

Fuerza Electroforética

3) Las fuerzas Di-electroforéticas son fuerzas de atracción establecidas en un campo no uniforme. Estas fuerzas tiran o jalan las gotas hacia el gradiente de voltaje más alto y son proporcionales al diámetro de la gota y la conductividad del aceite como se muestra en la ecuación (14).

$$F_{diel} = 2 \pi r^3 \epsilon_c \left(\frac{\epsilon_d^* - \epsilon_c^*}{\epsilon_d^* + 2 \epsilon_c^*} \right) \nabla E^2 \quad (14)$$

Fuerza Di-electroforética

Estas tres fuerzas electrostáticas están presentes en todos los desaladores pero pueden ser manipuladas para alcanzar el mejoramiento de la coalescencia y la separación, alterando los campos de voltaje electrostáticos.

Como la ecuación 12 muestra que la fuerza dipolar es dependiente del tamaño de gota de agua y el espaciado entre ellos.

Asumiendo que las gotas de agua se clasifican uniformemente y homogéneamente distribuidas, es fácil ver que el espaciamiento es inversamente proporcional al volumen disperso de agua tal y como se muestra en la ecuación 15. Por lo tanto, como el agua dispersa es coalescida y separada del aceite, el espaciamiento entre las gotas y las fuerzas del dipolo disminuye rápidamente. La ecuación 15 también muestra que cuando el radio de la gota aumenta, el espaciamiento aumenta. Por lo tanto, la fuerza dipolar se debilita rápidamente cuando las gotas son coalescidas y separadas del aceite.

$$s = r \left(\frac{1.333\pi}{X} \right)^{0.333} \quad (15)$$

Espaciamiento de Gota Uniforme

Como la ecuación 13 muestra que la fuerza electroforética es independiente del espaciado de gota, pero es dependiente tanto de la viscosidad del aceite como de la conductividad. La fuerza electroforética tiene un constante de tiempo igual a la proporción de la constante dieléctrica y de la conductividad del aceite. Como la ecuación 13 muestra que la fuerza electroforética decaerá lo más rápidamente posible en crudos o aceites altamente conductivos. Por lo tanto, la fuerza puede ser sostenida solamente por repocision de la carga de la gota con frecuencia.

Como la ecuación 14 muestra la fuerza di-electroforética es independiente del espaciamiento de la gota, pero es dependiente en el cambio en la fuerza de campo el cuál tira o jala las gotas alargadas en el gradiente de campo más alto. Esta fuerza actúa para acumular el agua en las áreas de campo electrostático donde su divergencia es mayor dipolar y las fuerzas de di-electroforética predominan en esta corriente alterna (AC) que desala procesos.

Las fuerzas dipolares gota a gota son grandes en el inferior de el desalador donde el contenido de agua está más alto y las gotas se espacian estrechamente. Las fuerzas di-electroforéticas tirarán o jalaran gotas a las barras usadas para construir los arreglos de electrodos y de tal modo para aumentar la población de las gotas y las fuerzas dipolares. Ya que la polaridad eléctrica sobre los electrodos de corriente alterna se invierte cada pocos milisegundos, la fuerza electroforética también invierte la dirección y tiene poca influencia en el proceso de coalescencia.

El campo de DC. uniforme establecido entre los electrodos confía en la fuerza electroforética para empujar y para tirar las gotas en un plano horizontal entre los electrodos. Una vez que una gota de agua se acerca a un electrodo activado esta se carga a la misma polaridad. Una vez que se carga la gota, la fuerza electroforética después empuja la gota hacia el electrodo adyacente y opuesto cargado. (Urdahl, Williams, Bailey, y Thew, 1996) Como la gota se acerca a este electrodo, la fuerza electroforética tira de la gota hacia ella hasta que se invierta la carga de la gota. Por lo tanto, las fuerzas electroforéticas proporcionan una fuerza motriz para mover la población de gotas de agua en direcciones opuestas entre los electrodos. Las colisiones resultantes alcanzan la coalescencia eficiente, tamaños de gota alargadas o grandes y la separación rápida. Estas acciones se muestran esquemáticamente en la figura 40.

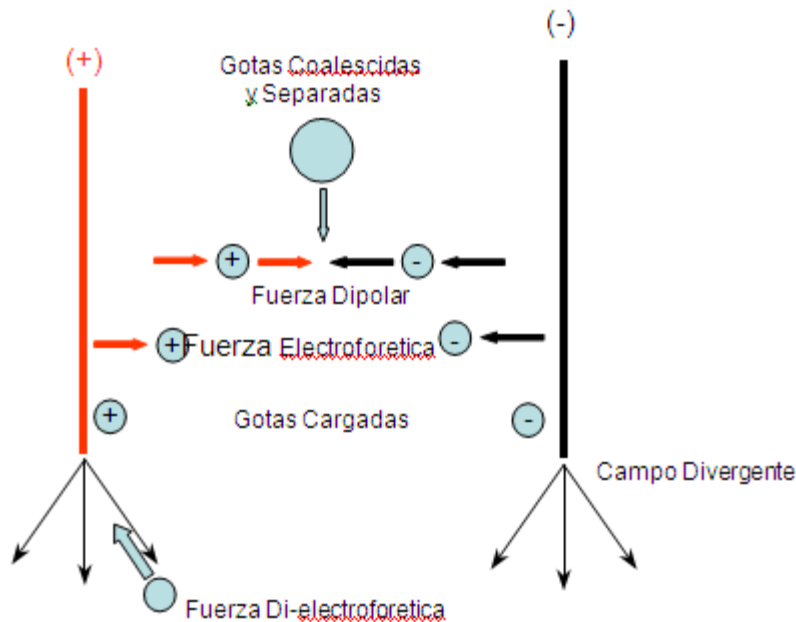


Figure 40: Combinadas fuerzas para gotas en un campo AC/DC. Ref. Urdahl, O., Williams, T. J., Bailey, A. G., and Thew, M. T., 1996. Electrostatic destabilization of water-in-oil emulsions under conditions of turbulent flow, Transactions of the Institute of Chemical Engineers, 74 (A), 158 – 165.

7.2 Propiedades del aceite:

Al determinar el tamaño apropiado de un deshidratador, las propiedades físicas más importantes incluyen la viscosidad del aceite, la densidad del aceite y la densidad del agua. Cuando estas propiedades se utilizan a lo largo de la ley de Stokes con la velocidad vertical del aceite, el diámetro de la gota neutramente boyante (flotante) puede ser calculado. Todas las gotas de agua más alargadas o grandes tendrán suficiente peso para superar la fuerza de fricción viscosa y establecerse en la interface. Gotas más pequeñas continuarán siendo levantadas por el aceite que fluye a la salida del desalador.

Ciertos parámetros de diseño se pueden ajustar para alcanzar el % BS&W deseado a la salida y el contenido en sal. La velocidad o el flujo de aceite es directamente proporcional al tamaño del desalador y a la velocidad del flujo del aceite. La viscosidad del aceite es inversamente proporcional a la temperatura de proceso. El aumento de la temperatura reducirá la viscosidad del aceite, permitiendo a pequeñas gotas de agua asentarse o precipitarse. Sin embargo, el aumento de la temperatura también cambiará la diferencia de la densidad y afectará la rapidez de separación de las gotas. Como la figura 46 muestra el diferencial máximo de la densidad es alrededor 90 a 100°C y disminuye si se aumenta o se disminuye la temperatura de proceso.

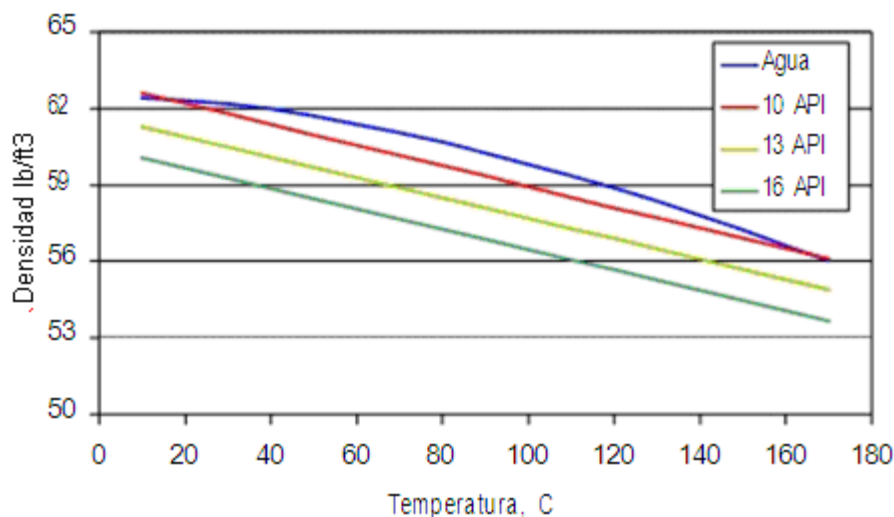


Figure 41: Densidad Aceite / Agua Ref. Gary W. Sams & Kenneth W. Warren NATCO Group, Inc.

Un equilibrio apropiado de la viscosidad del aceite, de la diferencia de la densidad y de la rapidez de flujo del aceite es esencial para asegurar el funcionamiento apropiado de un deshidratador. Mientras que estos parámetros de diseño son ciertamente las variables primarias que influyen el comportamiento del deshidratador, dos otros parámetros desempeñan un papel dominante en la eficacia del proceso electrostático, nombrado tensión interfacial y conductividad del aceite.

La tensión interfacial se mide en dinas/cm y rango generalmente a partir de 15 a 25 dinas/cm para los aceites típicos.

Las altas tensiones interfaciales hacen difícil para las gotas la coalescencia, requiriendo fuerzas más altas de coalescencia para romper la interface de la gota. La tensión interfacial baja hace la coalescencia de la gota fácil, pero hace las gotas coalescidas muy inestable y fácil de redispersión. Los químicos demulsionantes y campos electrostáticos bajan la tensión interfacial para promover la coalescencia. (Byers and Amarnath, 1995) La carga electrostática excesiva de la gota o el tratamiento químico excesivo reducirán la tensión interfacial y pueden promover la desintegración y la dispersión de la gota.

La conductividad del aceite, medida generalmente en nanosiemens/metro, rango de 40 a 80 nS/m para los petróleos crudos típicos. Sin embargo, porque los aceites mezclados tales como betún y aceites de SAGD (vapor asistido para drenado por gravedad), conductividad de 250 nS/m se han medido. La conductividad del aceite es un resultado del agua excesiva en la zona del electrodo, los compuestos orgánicos e inorgánicos polares y la presencia de sólidos conductores en el aceite.

La alta conductividad del aceite afecta al contrario al proceso electrostático de tres maneras.

Primero, la conductividad cada vez mayor del aceite da lugar a un aumento en la calefacción resistiva, que no es contributaria al proceso electrostático de coalescencia. Esto puede requerir al fabricante utilizar una unidad de un poder más grande para mantener la eficacia del proceso electrostático.

En segundo lugar, la alta conductividad del aceite reducirá las fuerzas electroforéticas que reducen la movilidad de las gotas en el desalador electrostático combinado de AC/DC.

Finalmente, las fuerzas de dielectroforéticas también disminuyen para reducir aun más lejos la eficiencia de coalescencia en ambos, tanto la corriente alterna AC como procesos combinados de AC/DC.

Entendiendo los papeles desempeñados por la conductividad del aceite y la tensión interfacial es posible establecer un campo electrostático que promueva agresivamente la coalescencia de las gotas y alcance una deshidratación más profunda (Eow and Ghadiri, 2003).

7.3 Voltajes electrostáticos:

El campo combinado de AC/DC utiliza estas fuerzas electrostáticas en tal manera a que la manipulación del voltaje electrostático pueda beneficiar de la conductividad del aceite y de la tensión interfacial. Se considerará el campo electrostático combinado AC/DC.

En casi todos los usos del deshidratador un solo nivel voltaico se aplica a los electrodos para alcanzar un nivel beneficioso de deshidratación y de desalación. Sin embargo, como las ecuaciones de fuerza muestran las gotas más pequeñas requieren voltajes más altos para desarrollar la suficiente fuerza para superar la tensión interfacial y para promover la coalescencia. Sin embargo, si el voltaje es demasiado alto, las fuerzas electrostáticas pueden exceder las fuerzas interfaciales dando por resultado la desintegración o rompimiento y la dispersión de la gota.

Dos voltajes definen los límites de un proceso eficiente de deshidratación. El primer voltaje se puede pensar como voltaje de umbral. La figura 42 muestra los resultados de un experimento del laboratorio conducido con un campo combinado de AC/DC. Este experimento fue utilizado para determinar el voltaje de umbral para un crudo de 20°API conteniendo 10% de agua fluyendo a través de un tratador piloto. El voltaje aplicado fue incrementado lentamente al comienzo en un voltaje bajo y mientras que se medía la corriente secundaria. En 12.5 la corriente secundaria aumentó bruscamente, influyendo en el agua dispersada que estaba siendo eléctricamente cargada. Una vez que el agua fue energizada la corriente comenzó a disminuir rápidamente, indicando que el agua fue coalescida. Un segundo experimento fue conducido con aceite seco. Como la figura 42 muestra la corriente secundaria falla en la punta pero continua para incrementarse linealmente con el voltaje. La ubicación y la pendiente de la línea de aceite seco es consistente con la conductividad del aceite.

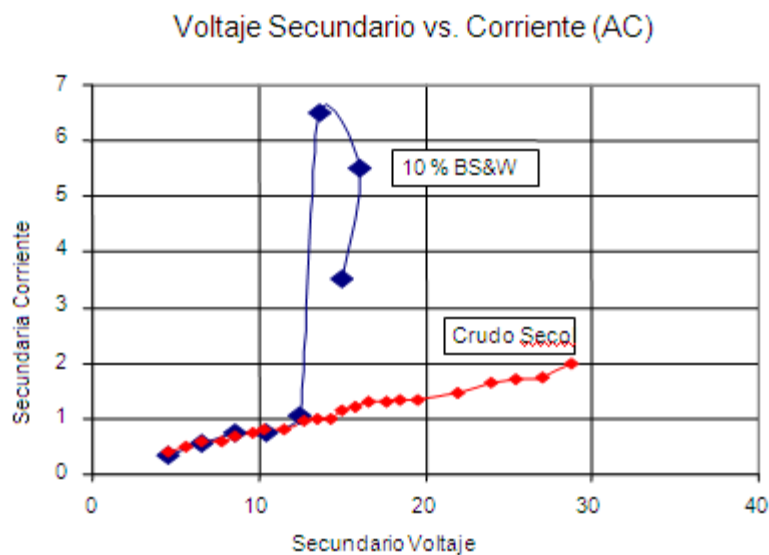


Figure 42: Voltaje de Umbral o mínimo Ref. Warren, Kenneth W., Sams, Gary W. and Nakayama, Toshio, 1998.

Como el experimento lo indica claramente que operando debajo del voltaje de umbral no puede proporcionar suficiente energía electrostática para iniciar la coalescencia. Hay una ventaja de proceso en el funcionamiento en un nivel voltaico cerca del voltaje de umbral, porque maximiza los diámetros de las gotas. Sin embargo, esto puede ser mostrado que el funcionamiento en un voltaje tan bajo falla en alcanzar las gotas más pequeñas de agua necesarias de alcanzar las especificaciones de agua y sal del aceite a la salida.

Para la deshidratación perfecta, toda el agua arrastrada (embarcada) debería ser coalescida a un diámetro de gota más grande que el diámetro de Stokes, entonces estas se separarán del aceite creciente. La coalescencia de las gotas de agua más pequeñas requiere un incremento de voltaje capaz de desarrollar fuerzas electrostáticas significativas. Sin embargo, el incremento del voltaje también incrementa las fuerzas electrostáticas en las gotas más grandes lo cual pueden hacerlas fracturar o romperse. Por lo tanto, el voltaje aplicado no debería ser incrementado encima de un nivel que fracturaría las gotas de agua del diámetro de Stokes. Este nivel de voltaje puede ser considerado como el voltaje de proceso crítico.

La operación sostenida encima de este voltaje crítico causa una reducción del diámetro de la gota de agua y una disminución significativa en el funcionamiento de deshidratación (Gary W. Sams & Kenneth W. Warren (2003)).

7.4 Frecuencia electrostática:

Hay dos límites de voltaje que definen las fronteras para la deshidratación eficiente, hay también dos frecuencias. Estas dos frecuencias son dependientes de la rapidez de carga y descarga de la gota y la frecuencia de oscilación fundamental de una gota de agua de diámetro de Stokes.

Como la figura 45 muestra, al usar 50 o 60 hertzios de fuerza, la rapidez de decaimiento del voltaje en los electrodos aumenta como la conductividad del aceite incrementada, lo cual permite que la carga en las gotas de agua disminuya.

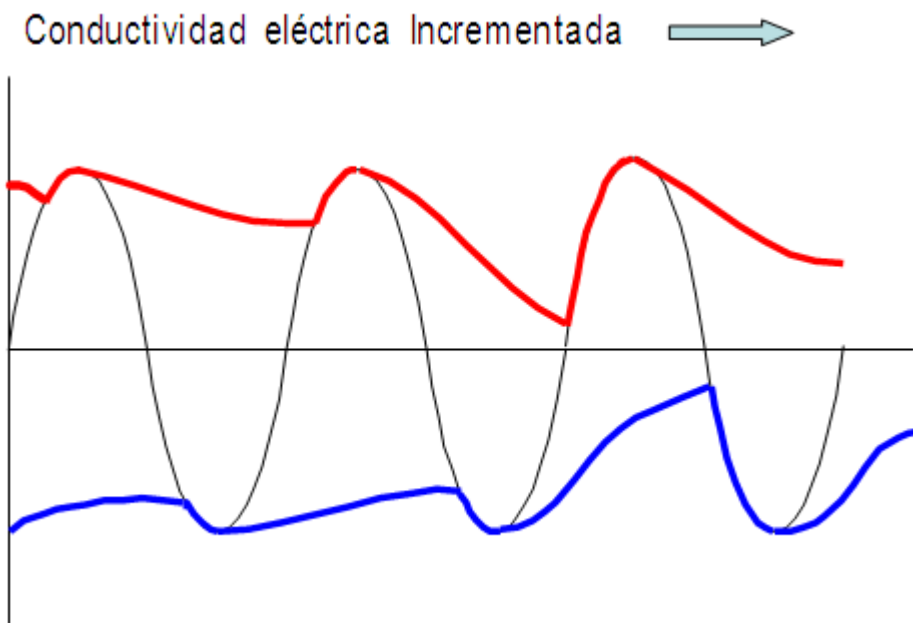


Figure 43: Conductividad vs Voltaje Aplicado Ref. Warren, Kenneth W., Sams, Gary W. and Nakayama, Toshio, 1998.

Además, como la conductividad del aceite aumenta el voltaje del electrodo está cae debajo del límite de umbral o mínimo, para una parte significativa del ciclo del voltaje. Por lo tanto, para sostener la carga de la gota y mantener las fuerzas electrostáticas para la coalescencia, la frecuencia del voltaje aplicado debe ser incrementada. Para el aceite con una conductividad de 100 nS/m, la frecuencia debe estar cerca de 1600 hertzios. El funcionamiento sobre esta frecuencia base, asegura el más alto nivel de fuerzas electrostáticas.

La frecuencia de oscilación fundamental de una gota de agua puede ser determinada usando una analogía simple de masa-elástica (Ivanitskii, 1998). Para un diámetro de gota Stokes de 750 micrones con una tensión interfacial de 15 dina/cm, la frecuencia fundamental es 20 hertzios. Por lo tanto, al actuar con una unidad de poder de 60 hertzios, la gota de Stokes oscila en su tercer armónica. La amplitud de oscilación de la gota incrementada, puede dar lugar a la fragmentación de la gota debido a las fuerzas electrostáticas crecientes. Sin embargo, operando en una frecuencia de modulación debajo de 20 hertzios la destrucción debido a la oscilación armónica de gota puede ser evitada y el crecimiento máximo de la gota puede ser promovido (Bailes, Freestone and Sams, 1997).

7.5 Campos electrostáticos en la deshidratación del aceite.

Las novedades en el diseño del deshidratador con la aplicación a la deshidratación de crudo pesado incluyen técnicas de control de campo electrostático y sistemas especiales de electrodos. Éstos minimizan el impacto negativo de la conductividad incrementada y de las tendencias de formación de arcos en aceites pesados.

Los campos electrostáticos usados en la deshidratación se pueden afectar desfavorablemente por las propiedades de los crudos pesados. Tratamientos químicos de estos aceites contribuyen a la conductividad eléctrica. Mientras que la conductividad del aceite tiende a aumentar con temperatura, el requisito para la alta temperatura de funcionamiento para el control de la viscosidad exacerba más lejos la situación.

Control de campo electrostático.

Suministros de energía convencionales para el tratamiento electrostático de petróleo crudo incorporan la reactancia, cualquiera bajo la forma de bobina discreta de reactor o como reactancia incorporada en el núcleo del transformador, como medio para la protección del sistema contra sobrecargas eléctricas, (Figura 44) como mecanismo de protección que este sistema trabaja bien; sin embargo, de un punto de vista de proceso, esto hace a la fuente de alimentación ineficaz durante tiempos de proceso afectado o durante períodos de alta conductividad.

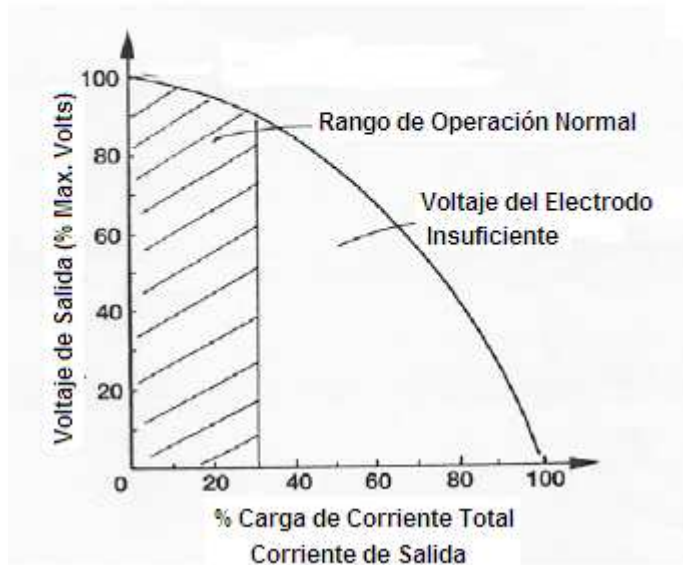
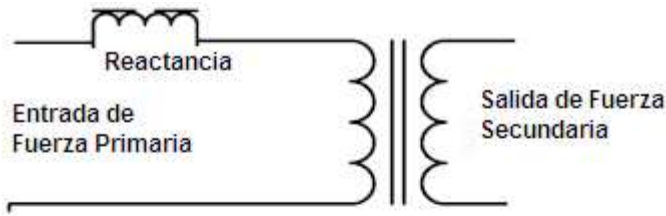


Figure 44: Protección de Suministro de Energía (Fuerza) Convencional Ref. Warren Kenneth, SPE/NATCO Group (2002)

Los controladores electrónicos pueden asumir algunas de las funciones esenciales de protección mientras que amplían la capacidad de la fuente de alimentación bajo condiciones de proceso severas. Rápidamente cambiando (switcheando) el poder primario, el controlador introduce desenergizado o períodos de apagado en la fuente de poder del transformador. El regulador detecta la energía extraída por el sistema y ajusta la longitud de los períodos de apagado (off) para mantener el transformador dentro de su grado de la disipación de calor (Fig. 44).

Conductividad del Crudo

Efecto en Decaimiento del Voltaje

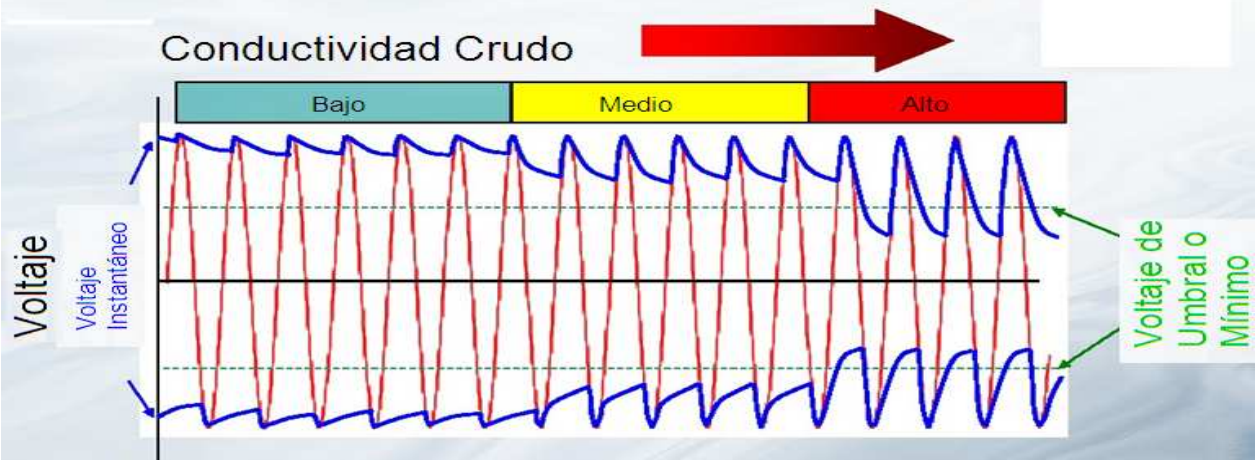


Figure 45: Efecto de Decaimiento del Voltaje por Conductividad del Crudo Ref. Sams, Gary W. and Wallace, Harry G., 2003. Field Trials Scheduled for New Dehydration Technology, Offshore Technology Conference, 15353.

Puesto que la fuente de alimentación continúa proporcionando pulsos del alto voltaje al recipiente de proceso, la habilidad de coalescencia se preserva en gran parte durante el proceso alterado (Bailes, P. J. and Larkai (1981)).

Los controladores son microprocesador y por lo tanto también proporcionan los medios de programar la modulación del campo electrostático. Puede ser mostrado que los campos modulados pueden mejorar perceptiblemente la deshidratación sobre la tecnología disponible con los campos convencionales. Históricamente, la selección del voltaje de funcionamiento óptimo para un deshidratador electrostático necesitó un compromiso entre el flujo (la rapidez en el cual el aceite pasa a través de los electrodos) y el grado de la deshidratación.

La necesidad para el compromiso del voltaje puede ser evitada usando una fuente de alimentación modulada. La señal modulada se puede describir en términos de tres parámetros:

Gradiente de Voltaje de Umbral: El gradiente mínimo de campo en el cual la coalescencia ocurre.

Gradiente de voltaje crítico: usado para activar las gotas de agua más pequeñas.

Frecuencia: La frecuencia de la modulación es el índice de repetición de la forma de onda. Esto afecta a transporte de la gota, a crecimiento de la gota, y la oscilación de la gota.

La amplitud de la modulación se debe confinar entre el mínimo fijado por el gradiente de voltaje umbral y el máximo fijado por el gradiente de voltaje crítico. (Eqn. 16) (Chawla, M. L.(1987)) éstos son los extremos de la modulación y pueden no representar los ajustes de funcionamiento de grado óptimo.

$$E_c \leq \epsilon (\sigma / d)^{1/2}$$

E_c = gradiente de voltaje crítico, V/m,

ϵ = constante dielectrica C^2/Nm^2 ,

σ = tension interfacial kg/s,

d = diametro de la gota (ley Stoke's) μm Ec. (16)

Una correlación existe entre el tamaño promedio de la gota de una dispersión de gotas de agua en un campo electrostático y el gradiente de campo electrostático. Gradientes de campo más altos se asocian a tamaños de gota más pequeños. Esto parecería recomendar el uso de gradientes de campo más bajos de maximizar el crecimiento de gotas y maximizar el flujo; sin embargo, los gradientes de campo más bajos tienen energía insuficiente para coalescer (unirse) las pequeñas gotas debido a su largo arrastre en proporción al volumen y forma más rígida. (Fig. 46)

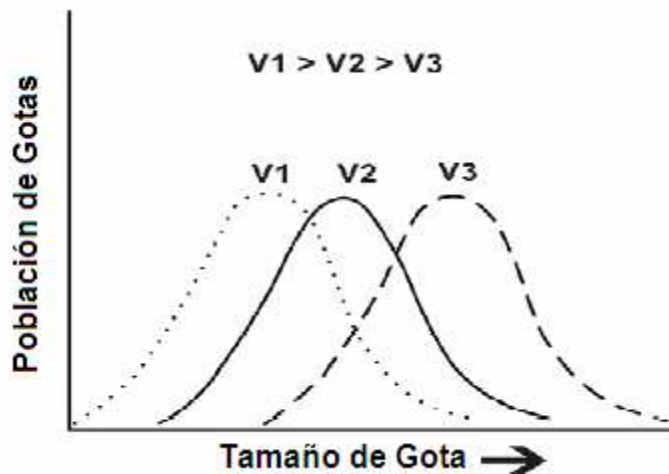


Figure 46: Variación del Tamaño Conceptual de Gota con Voltaje Ref. Warren Kenneth W., SPE/NATCO Group

Una modulación relativamente lenta del voltaje (menor de un hertz) de la forma de la onda apropiada permite que el tamaño promedio de la gota de la dispersión sea desplazado en la dirección de las gotas más grandes, la cuales entonces se dicen en el campo más rápidamente. (Fig. 47)

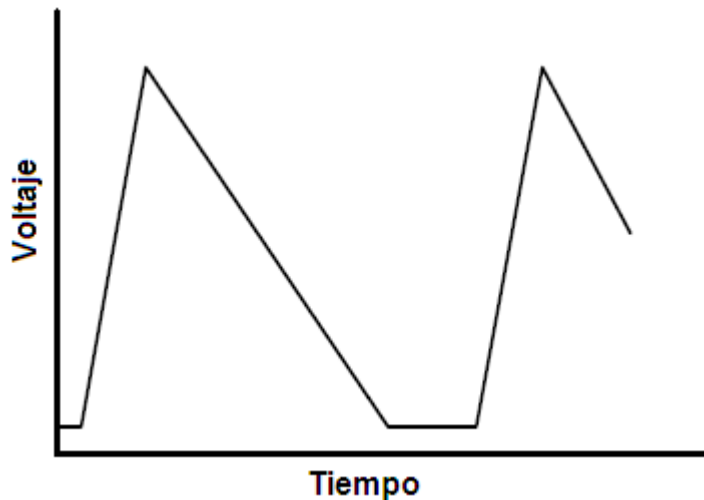


Figure 47: Modulación de onda de Voltaje Lento (Ref. Warren Kenneth W., SPE/NATCO Group (2002))

La modulación del voltaje de una frecuencia intermedia (menos de cincuenta hertzios) produce ventajas adicionales al proceso de coalescencia en términos de oscilación inducida de las gotas. Esto se ha mostrado que las gotas sujetadas a una frecuencia de modulación cerca de la frecuencia resonante de la gota exhiben una gama de distorsiones superficiales. (Scott, T. C.; Basaran, O. A.; Byers, C.H (1990)) Fig. (49) en frecuencias más altas (sobre 500 hertzios) estas distorsiones dan lugar a una interfase continua de gotas energizadas que interrumpen las películas estabilizadoras y incrementan la energía libre superficial de las gotas. La alta energía libre superficial da lugar a una incrementada interacción gota a gota, la cual aumenta la velocidad de coalescencia (Draxler, J. and Marr, R. (1993)) Fig 48 y Fig. 49)

Supresión del arco. Un efecto secundario de los procesos electrostáticos de coalescencia es la formación de cadenas de arcos tipo margarita, que procede a lo largo de cadenas de gotas de agua entre los electrodos o entre los electrodos y la tierra. Una cantidad limitada de esta formación de arcos, a lo largo de cadenas parciales, es normal y posiblemente beneficioso, pero cuando llega a ser excesiva, como en el caso de los aceites pesados conductores, esto puede comprometer el campo electrostático y empeorar la coalescencia.

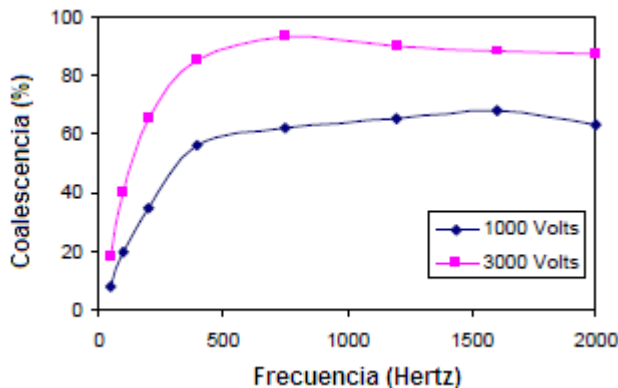


Figure 48: Efecto de la Frecuencia en la Coalescencia (Ref. Warren Kenneth W., SPE/NATCO Group New Tools for Heavy Oil Dehydration (2002)).

Conductividad de Crudo Alta

Efecto de la Frecuencia en el Decaimiento Voltaje

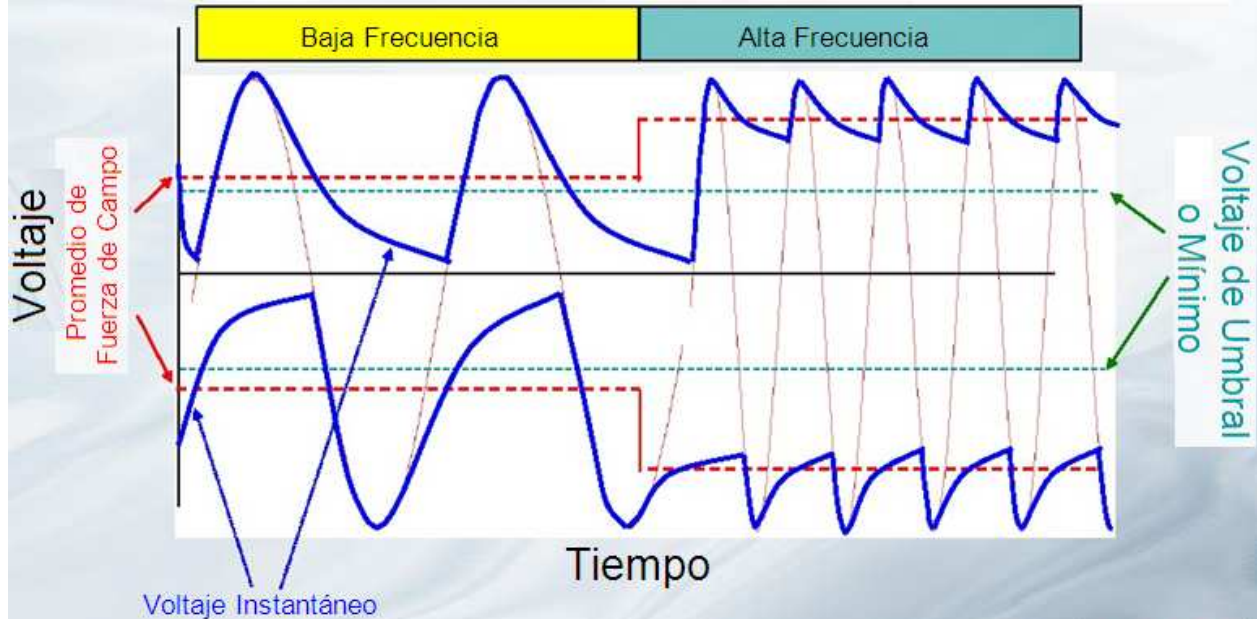


Figura 49: Efecto de la Frecuencia en el Voltaje para Crudos de Alta Conductividad (Crudos Pesados).
Ref. Sams, Gary W. and Wallace, Harry G., 2003. Field Trials Scheduled for New Dehydration Technology, Offshore Technology

La formación de arcos en un arreglo de electrodo metálico descarga momentáneamente el arreglo, y la formación de arcos excesiva da lugar a las descargas de electrodos para las partes significativas del tiempo de operación. Durante tales períodos de descarga, el aceite puede pasar a través de los electrodos sin ser adecuadamente deshidratado. Los electrodos compuestos de placa especialmente diseñados se pueden utilizar para aliviar este problema.

Los electrodos compuestos se construyen de un material de la fibra de vidrio con una tira o cinta conductora incrustada. (La fig. 50) la conexión eléctrica de alto voltaje se hace al material conductor, el cual distribuye la carga longitudinalmente a lo largo del electrodo. Una muy delgada capa de agua es absorbida en la placa debido a los materiales polares en la resina. Esta capa de agua entonces se convierte en electrodo, no obstante muy resistente.

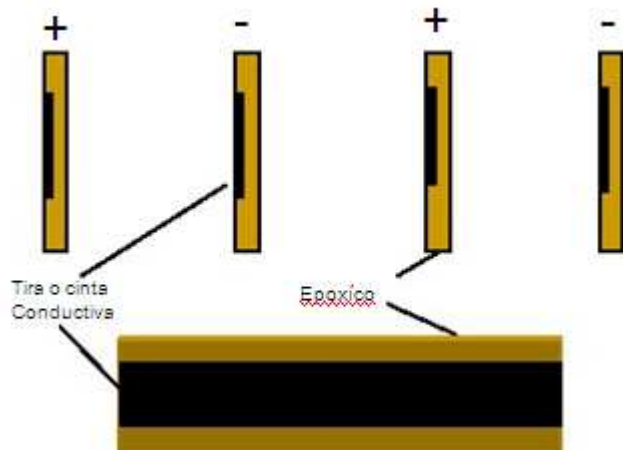


Figure 50: Construcción de Electrodos Compuestos Ref. Warren Kenneth W. , SPE/NATCO Group (2002)).

El arreglo de electrodos compuestos consiste de placas verticalmente colgadas, paralelas que se extienden a través del eje transversal del deshidratador. (Fig. 51) Las placas son de 16 pulgadas en altura, y su anchura es determinada por el diámetro del buque y la separación eléctrica requerida. El arreglo del electrodo se ha desarrollado a través de diversas formas y materiales de la construcción como la mayor resistencia a la sustancias químicas y a la temperatura, fue combinada con mayores rigidez mecánica y fácil de instalar.



Figure 51: Ejemplo de Arreglo de Electrodos Compuestos en Lab. Ref. Warren Kenneth W. , SPE/NATCO Group New Tools for Heavy Oil Dehydration (2002).

La formación de arcos todavía ocurrirá con los electrodos compuestos, pero ahora la corriente debe pasar por la capa resistente de agua de la raíz del arco, a lo largo de la trayectoria del arco, y por la capa del agua en el electrodo opuesto. Esta alta resistencia da lugar a una caída de voltaje rápida en la raíz del arco, que a su vez apaga el arco. Solamente las áreas del electrodo en la vecindad inmediata de las raíces del arco se descargan, de tal modo eliminando el puente (bypassing) visto con los electrodos del metal.

El voltaje en cualquier punto en un electrodo compuesto (y por lo tanto el gradiente de campo entre los electrodos adyacentes) es determinado por la corriente eléctrica que pasa a través de ese punto. Como la corriente creciente del aceite con su agua residual arrastrada entra en la zona de electrodo, los electrodos en la zona de entrada atraen mas corriente y sus voltajes disminuyen. Mientras que progresa la deshidratación, la conductividad del aceite disminuye y el voltaje de los electrodos aumenta. Esto produce una gradiente de campo variable que es “auto-ajutable” a la conductividad del aceite. Una gota de agua se establece hacia abajo en la zona del electrodo así de este modo se vería un disminución en el gradiente de campo, que causa un cambio (movimiento) hacia un tamaño de gota de equilibrio más grande, así complementando el efecto de voltaje modulado (Warren, Kenneth. W (2002)).

La coalescencia electrostática procede generalmente a través de un mecanismo de polarización de gotas, alineación de las gotas polarizadas, y encadenamiento de estas gotas a lo largo de las líneas de fuerza del campo electrostático. Estas cadenas conductoras llevan descargas eléctricas frecuentes o la formación de arcos entre los electrodos. Los arcos son una parte normal del proceso, porque ellos se sumergen en aceite, ellos no producen ningún daño. Sin embargo, un arreglo de electrodo de acero es descargada momentáneamente por un arco, y si los arcos ocurren con suficiente frecuencia (como en una emulsión mojada); los electrodos pueden ser descargados por una suficiente duración por el resbalamiento de líquidos de proceso sin la exposición adecuada al campo. Los electrodos compuestos de placa se pueden utilizar para aumentar la tolerancia del agua al sistema bajo tales condiciones. Estos electrodos consisten de placas (fibra plástico reforzado) de construcción compuesta con el grafito o de carbón encajado en la porción central de la placa para impartir conductividad a lo largo de la longitud de la placa. El resto de la placa contiene los materiales de relleno que llevan a la adsorción de una capa de agua en la superficie de la placa. Esta capa fijada por adsorción del agua entonces se convierte en el medio conductor a lo largo de la altura de la placa. Puesto que una capa adsorbida es bastante resistente, cualquier formación de arco que ocurre es rápidamente apagado. Por consiguiente, sólo el área en la vecindad inmediata de el arco es descargada y el resbalamiento es casi eliminado.

El arreglo de electrodo no-metálicos, compuesto supera muchas de las limitaciones de los electrodos de acero proporcionando capacidades intrínsecas que apagan el arco con a lo largo junto con la gradación autoajustable de la fuerza de campo. Los electrodos compuestos permiten el procesamiento de crudos de contenido de agua alta y conductividad que no se podían ser procesados confiablemente usando tecnología convencional (Warren K.W. and Armstrong J.(2001).

7.6 Diseños tolerantes de la conductividad.

El diseño de deshidratadores electrostáticos para acomodar los aceites de la alta conductividad implica el ajuste del campo electrostático como se describe anteriormente y la supresión de la formación de arcos excesiva. Los electrodos fabricados del material fibra de epoxica con la inclusión de materiales conductores han demostrado gran eficacia en la supresión del arco y el aumento de la coalescencia. Los resultados comparativos de la deshidratación usando los electrodos de acero y compuestos se muestran en la figura 52.

Crudo	°API	%BS&W Entrada	%BS&W Salida: Acero	%BS&W Salida: Compuesto
Betún Diluido Orinoco	17	5	0.65	0.43
Captain	20	15	1.20	0.60
Maya	23	15	1.2 –1.5	0.72- 0.92
Pesado de Arabia	27	31	NA*	0.29

* Incapaz de procesar debido al limite de corriente de suministro de energia

Figura 52: Electrodos compuestos vs Electrodos de Acero, comparando el %BS&W a la salida de la deshidratación. (Ref. Warren Kenneth W., SPE/NATCO Group New Tools for Heavy Oil Dehydration (2002)).

La mejora media (promedio) en la deshidratación como resultado de cambiar el tipo de electrodo fue 56%. El mejoramiento expresado como capacidad incrementada se puede demostrar mejor de una instalación venezolana en donde cinco deshidratadores idénticos son instalados en paralelo y operando bajo mismas condiciones.

Tres de los deshidratadores son equipados con electrodos de acero y dos con electrodos compuestos. El corriente de alimentación es un aceite 27°API y todos esta produciendo el <1% BS&W a la salida del deshidratador. Los tres deshidratadores con electrodos de acero están procesando 43,000 barriles por día cada uno mientras que los dos con electrodos compuestos están procesando 60,000 barriles por día cada uno (30% mas crudo) (Warren, K. W. (2002).

7.7 Distribución de Crudo

En 2001 se condujo una serie de experimentos de laboratorio para documentar la eficacia hidráulica de esparcidores de aceite/agua. Estos estudios mostraron concluyente que la energía de la mezcla del aceite/agua es suficiente para llevar cada chorro de aceite a la pared del recipiente revestido donde es desviada hacia arriba por la curvatura del buque. La investigación posterior indicó que los aceites ligeros con menos viscosidad tienden a permanecer como corriente bien definidas mientras aceites más pesados con la viscosidad más alta iniciaron el movimiento de fluido adyacente y salieron más rápidamente. En ambos casos, sin embargo, la circulación no deseada parásita es resultado de los chorros de orificio y el contraflujo grueso producido en su mayoría del cuerpo del recipiente. Los resultados fueron no sólo el flujo fluido en la dirección incorrecta por los electrodos, pero una reducción en el tiempo de residencia de recipiente evidente en el 45 %.

Para reducir estas circulaciones parásitas un arreglo de deflectores angulados fue instalado adyacente a cada sistema de orificios. Estos deflectores sirvieron para reducir el momentum (velocidad) del aceite y reorientar el aceite más uniformemente dentro de la parte inferior de los electrodos.

La instalación de estos baffles puede mejorar perceptiblemente la eficacia hidráulica del sistema de distribución al casi 90%. Estos deflectores, se muestran esquemáticamente en la figura 53, fueron instalados en los cinco recipientes.

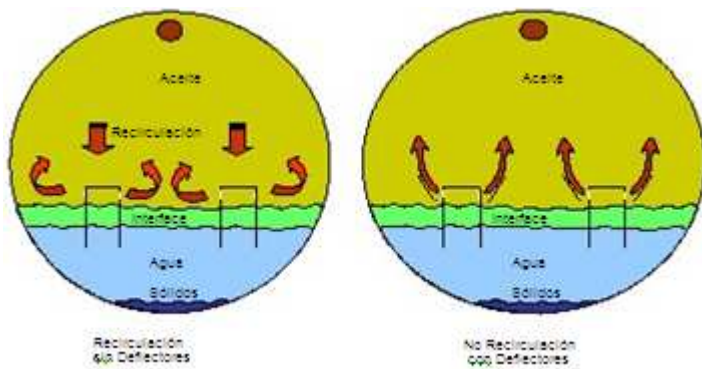


Figure 53: Tipo espaciadores Aceite/Agua con y sin Deflectores (Ref. John Armstrong, NATCO UK Limited, Gary W. Sams P.E, New Challenges in Oil Dehydration Improved by Dual Frequency® Electrostatic Process Research and Development, NATCO Group Inc. (2008)).

Con el uso de la dinámica de fluidos computacional y de las pruebas modelo el esparcidor cubierto en la entrada fue la Figura 54 (Sams, G. and Wallace, H.(2003)) producida muestra los resultados de estudio, en resumen a la izquierda se muestra la distribución dispersada y turbulenta con un distribuidor de caja mientras que en resumen a la derecha se muestra turbulencia mínima con la distribución igual en el plano vertical para el cabezal cubierto.

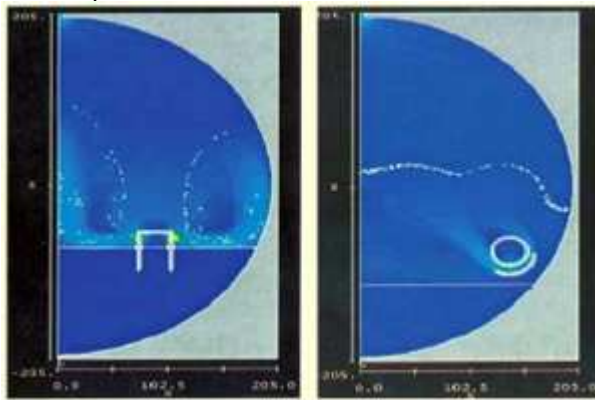


Figura 54: Distribución Fluido (Ref. John Armstrong, NATCO UK Limited, Gary W. Sams P.E, New Challenges in Oil Dehydration Improved by Dual Frequency® Electrostatic Process Research and Development, NATCO Group Inc. (2008)).

8. Descripción de las tecnologías electrostáticas evaluadas

8.1 Tecnología de Corriente Alterna (AC).

La corriente alterna (AC) es una tecnología de 60-70 años de antigüedad de deshidratación electrostática estándar y es con mucho la más ampliamente usada. El proceso de electrostática deshidratación de AC aplica un campo eléctrico de alternancia en 50 a 60 hertzios a la emulsión la cual causa que las gotas de agua se deformen y acelera su coalescencia (fusión). Véase el figura 55.

AC Deshidratador de campo

[Mas Comunmente Usado]

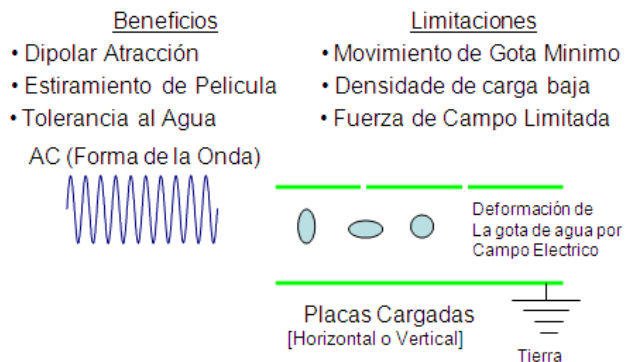


Figura 55: Tecnología de Corriente Alterna AC Ref. William H. Thomason/SPE, David J. Blumer/SPE, Probot Singh/SPE, and David P. Cope, ConocoPhillips, NATCO, Advanced Electrostatic Technologies for Dehydration of Heavy Oils

El rango de deshidratadores de AC de campos electrostáticos que utilizan un transformador de AC que activa un electrodo solo, horizontal suspendido debajo de un electrodo puesto a tierra tal y como se muestra en la figura 56. Un gradiente débil de AC es establecido entre el electrodo energizado (activado) y el interface del aceite/agua y un gradiente fuerte de AC es establecido entre el electrodo energizado (activado) y el electrodo de tierra. El aceite mojado que entra en el recipiente apenas sobre la interface de agua es coalescido rápidamente por el campo más bajo de AC y entonces más lejos es coalescido y deshidratado por el campo superior. Una vez que el aceite está sobre el electrodo de tierra la adicional coalescencia electrostática es imposible puesto que un campo electrostático no puede existir sobre él (Gary W. Sams & Kenneth W. Warren (2004).

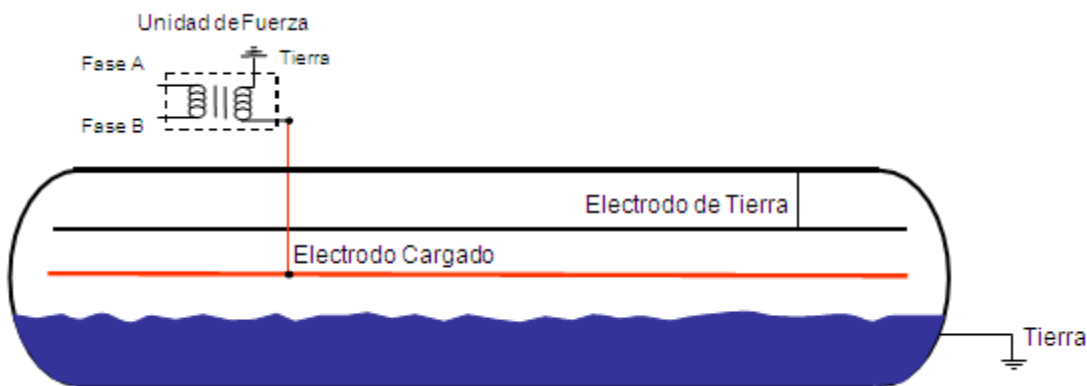


Figura 56: Convencional AC Deshidratador / Desalador (Ref. Gary W. Sams & Kenneth W. Warren NATCO Group, Inc. New Methods of Application of Electrostatic Fields (2003)).

Un desalador más eficiente de AC que utiliza tres transformadores de AC y tres electrodos se muestra en la figura 57.

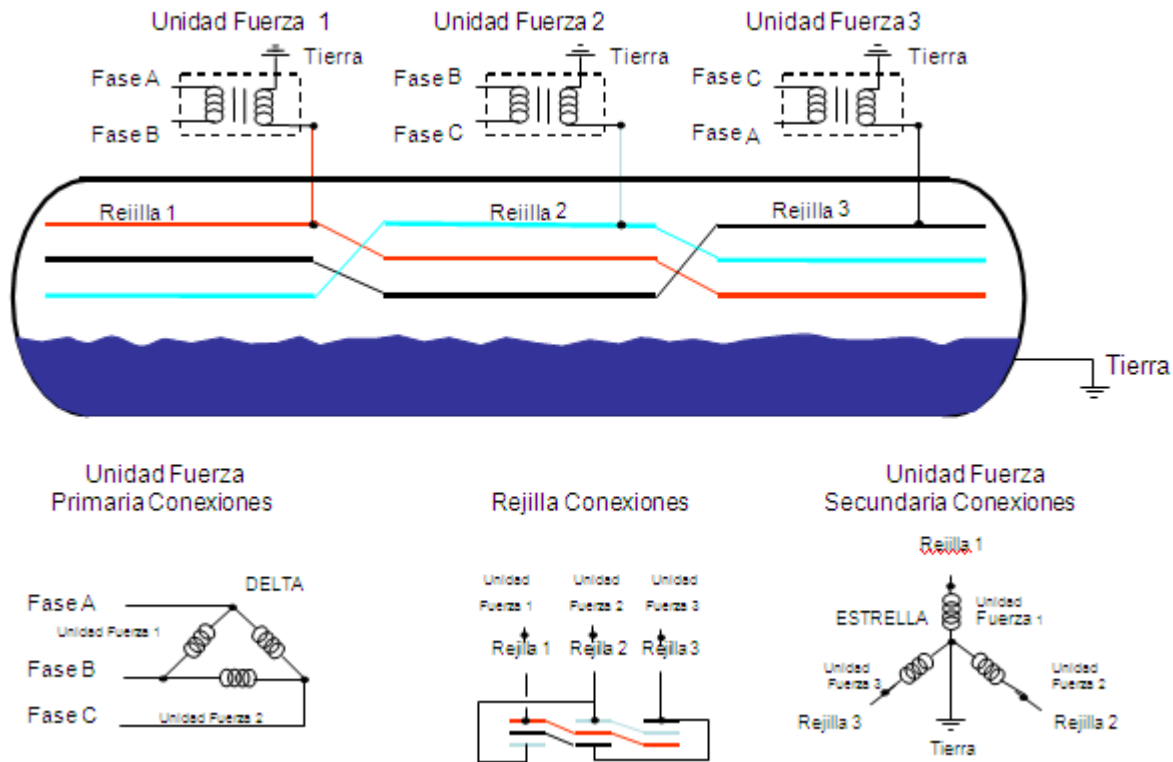


Figura 57: Deshidratador de AC de campo profundo / Desalador (Ref. Gary W. Sams & Kenneth W. Warren NATCO Group, Inc. New Methods of Application of Electrostatic Fields (2003)).

Éstos son comúnmente referidos como procesos de AC de campo-profundo, porque establecen un campo de AC entre la interface del aceite/agua y el colector de aceite. El aceite humedo que entra apenas sobre la interface donde el campo bajo de AC promueve la inicial coalescencia y la separación. Los altos gradientes de campo de AC son establecidos entre los tres electrodos donde la adicional coalescencia y la separación alcanzan el funcionamiento deseado.

8.2 Dual Polaridad o Alto Voltaje campo DC (corriente directa) con AC (corriente alterna) (HVDC/AC)

La ha sido ampliamente utilizado por mas de 30 años con resultados mejorados sobre la AC. La dual polaridad con los electrodos compuestos son cerca de 15 años de antigua. La deshidratación electrostática de dual polaridad utiliza una diversa configuración del electrodo y un sistema del transformador que el sistema de AC según lo ilustrado en la figura 58 (William H. Thomason/SPE, David J. Blumer/SPE, Probjot Singh/SPE, and David P. Cope, ConocoPhillips, (2005)).

Campo de Alto Voltage DC con AC (HVDC/AC)

Deshidratador Dual Polaridad

Beneficios

- Alto Voltage DC
- Movimiento de gotas
- Gotas cargadas
- Rapidez de crudo mayores

Limitaciones

- Mas Compleja Electronica que AC
- Mas Complejos Placas & Electrodoos que AC

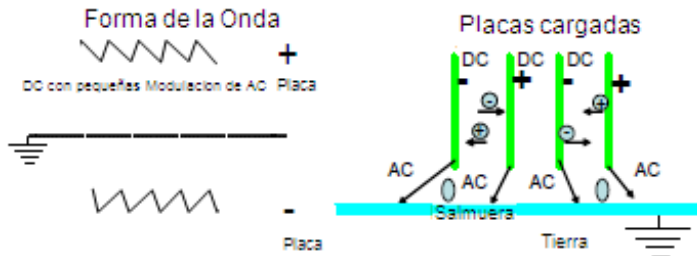


Figura 58 Tecnología de Dual Polaridad (DC/AC) Ref. William H. Thomason/SPE, David J. Blumer/SPE, Probjot Singh/SPE, and David P. Cope, ConocoPhillips, NATCO, Advanced Electrostatic Technologies for Dehydration of Heavy Oils

La deshidratación electrostática de dual polaridad sujeta la emulsión a un campo de corriente continua (DC) y a un campo de corriente alterna (50 a 60 hertzios). En el campo de corriente continua (DC) las gotas de agua adquieren una carga y son aceleradas al electrodo de la DC de la polaridad opuesta.

Sobre la aproximación al electrodo de polaridad opuesta, las gotas adquiere la carga de esa polaridad y es entonces acelerada a el electrodo opuesto. Como las gotas se mueven en el campo de la corriente continua (DC), se deforman debido al campo de CA, y colisionan, ellas se convierten en más grandes y finalmente caen fuera del campo de DC. y entran a la fase de la salmuera .

Un proceso electrostático agresivo utiliza campos de combinación de AC/DC. Estos deshidratadores consisten en un arreglo de electrodos verticales, paralelos colocados generalmente diametralmente a través del recipiente apenas sobre la línea central tal y como se muestra en la figura 59.

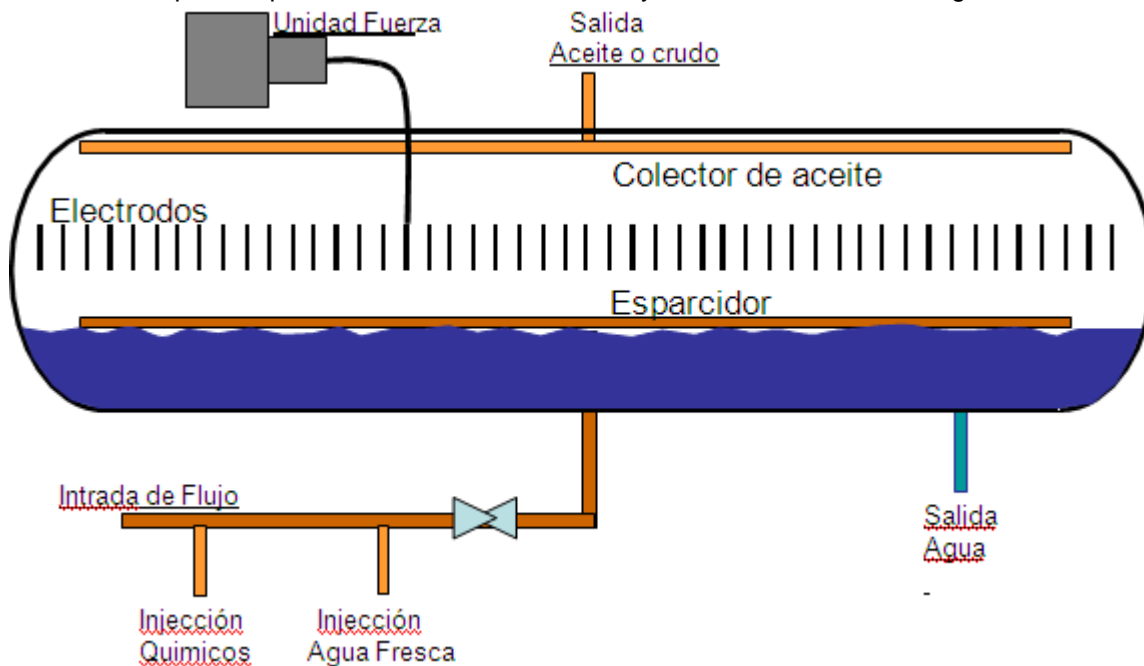


Figure 59: Deshidratador Combinado AC/DC (dual polaridad) (Ref. Gary W. Sams & Kenneth W. Warren NATCO Group, Inc. New Methods of Application of Electrostatic Fields (2003)).

Estos deshidratadores utilizan a partir de uno de los tres transformadores que contienen, un par de diodos invertidos para establecer un campo de DC. entre los electrodos adyacentes tal y como se

muestra en la figura 60. Para un deshidratador de combinación AC/DC, un campo de AC se establece entre la parte inferior de los electrodos y el interface del aceite/agua. Recien como el deshidratador de AC, este gradiente de campo bajo de AC promueve la coalescencia inicial de las gotas en el alto ambiente de corte de agua (contenido de agua) apenas sobre la interface.

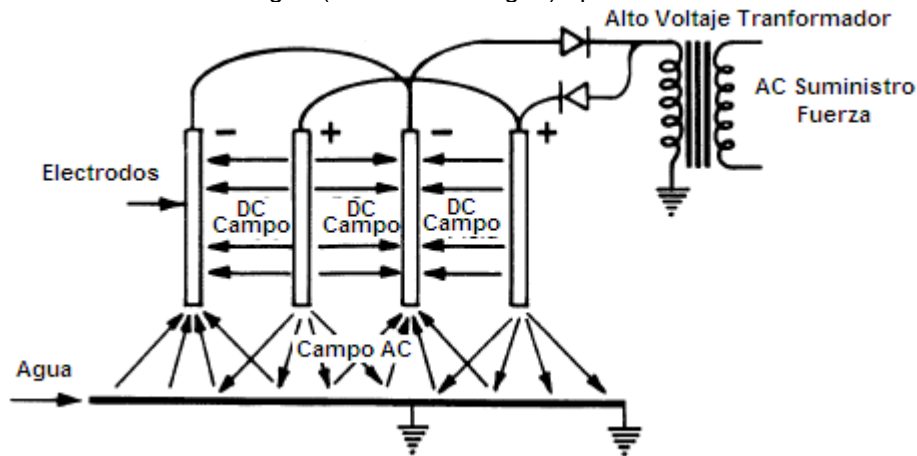


Figure 60: Cableado Combinado AC/DC (Ref. Gary W. Sams & Kenneth W. Warren NATCO Group, Inc. New Methods of Application of Electrostatic Fields (2003)).

8.3 Modulada de Dual Polaridad o Campo DC Modulado de alto voltaje con AC (MHVDC/AC).

El Modulado de Dual polaridad (MHVDC/AC) es una nueva tecnología de deshidratación electrostática ha alcanzado el funcionamiento de separación mejorado sobre la tecnología HVDC/AC (dual polaridad). No está todavía ampliamente utilizado en usos de campo (Warren, K. W. (2002). La tecnología modulada de Dual polaridad (MHVDC/AC) usa la misma configuración de electrodos que la tecnología Dual polaridad (HVDC/AC) de deshidratación electrostática. El Modulado de Dual Polaridad (MHVDC/AC) es diferente de Tecnología de Dual Polaridad (HVDC/AC) en que modula la amplitud (~50%) de el campo de DC en una frecuencia del orden de 0,1 hertz.

Esta modulación adicional supuestamente ayuda a la coalescencia de las gotas. La electrónica es similar al sistema de Dual Polaridad (HVDC/AC), pero usa una unidad adicional que induce la ondulación de la amplitud . Figura 61.

Campo Modulado de Alto Voltage DC con AC (MHVDC/AC) Deshidratador Modulado de Dual Polaridad

Beneficios

- Alto Voltaje DC con Modulación Amplitud(0.1 Hz)
- Movimiento de Gotas
- Gotas cargadas
- Rapidez Crudo Mayores

Limitaciones

- Mas Compleja Electrónica que AC
- Mismos Placas & Electrodo como (HVDC/AC) Dual Polaridad

Mod. DC con AC Forma de la onda

Mod. DC with AC Waveform

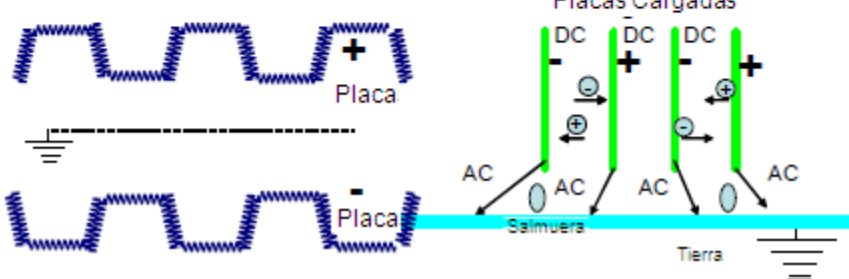


Figura 61: Modulada de Dual Polaridad Ref. William H. Thomason/SPE, David J. Blumer/SPE, Probjot Singh/SPE, and David P. Cope, ConocoPhillips, NATCO, Advanced Electrostatic Technologies for Dehydration of Heavy Oils (2005)).

8.4 Dual Frecuencia o Modulación de campo bimodal (BFM).

La modulación de campo bimodal (BFM) o Dual Frecuencia es una nueva tecnología de electrostática deshidratación que parece muy atractiva. La Dual Frecuencia utiliza la misma configuración de electrodos que la tecnología de Dual Polaridad (HVDC/AC) electrostática deshidratación. La tecnología de deshidratación electrostática Dual Frecuencia (BFM) también modula la amplitud del campo de la DC, pero en una frecuencia mucho más alta (~10 hertz) que la utilizada por la tecnología modulada de Dual Polaridad (HVDC/AC). La tecnología de Dual Frecuencia (BFM) también aumenta la base de frecuencia de la AC de 800 a 1600 hertz. Esta alta frecuencia decrece la carga para los crudos de conductividad alta. Esto permite el manejo de crudos de conductividad alta y el rendimiento más alto. La electrónica es más compleja que el sistema Modulado de Dual Polaridad (MHVDC/AC). Ver la Figura 62.

Modulación de Campo Bimodal (BFM)

Deshidratador de Dual Frecuencia

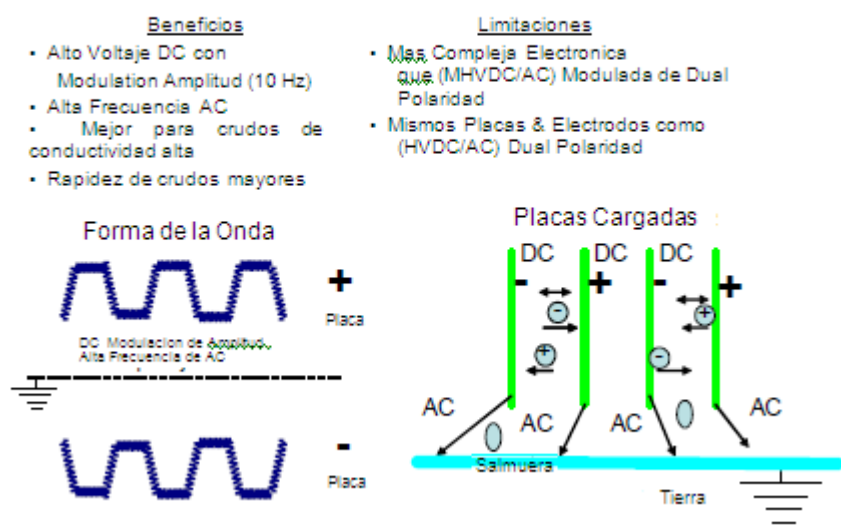


Figura 62 Tecnología de Dual Frecuencia (Ref. William H. Thomason/SPE, David J. Blumer/SPE, Probjot Singh/SPE, and David P. Cope, ConocoPhillips, NATCO, Advanced Electrostatic Technologies for Dehydration of Heavy Oils (2005)).

Un problema secundario en estas tecnologías de deshidratación electrostática es el tipo de electrodos (o rejillas) usadas. El sistema tradicional de corriente alterna AC usa electrodos de acero de carbón y los sistemas avanzados pueden usar electrodos de acero de carbón o electrodos compuestos. Aunque esto no sea una parte de este programa ~50 % de mejora en funcionamiento ha sido reportado para los electrodos compuestos (Warren, K. W.(2002)). El electrodo de acero de carbón tendrá una carga igual sobre su superficie entera que crea gradientes de campo eléctrico muy grandes en los bordes. Estos gradientes de campo grandes en el borde son propensos a romper el ascenso de las gotas y formar arcos cuando el corte del agua es alto.

Los electrodos compuestos tienen una carga máxima en el centro del electrodo y más baja carga en los bordes debido a su alta resistencia eléctrica. Así ellos son menos propensos para formar arcos y romper el ascenso de gotas. También los electrodos compuestos serán cargados solamente en un lado el cual permite un mejor control del campo electrostático.

9. Mejoras en Tecnologías Electrostaticas

La mejora más significativa fue obtenida substituyendo los transformadores electrostáticos de la dual polaridad en un recipiente por una tecnología electrostática mejorada conocida como tecnología electrostática dual frecuencia. Esta tecnología electrostática agresiva utiliza un controlador de proceso propietario y un transformador para producir un campo electrostático optimizado del voltaje para cualquier

crudo. Esta tecnología ha demostrado mejoras notables del funcionamiento en las instalaciones piloto y aplicaciones de campo (John Armstrong, Gary W. Sams. (2008).

El paquete del transformador contiene tres componentes que se incluyen en un solo recinto llenado-aceite. Para superar el problema de la balance de carga encontrado normalmente con los transformadores monofásicos, estos ha sido diseñados para operar en tres fases (trifásico), 480 voltios de energía origen (50/60 hertzios). El primer componente condiciona la fase 3 de 480 voltios de origen usando la tecnología de IGBT (puerto aislado de transistores bipolares) y produce una amplitud variable y frecuencia variable de voltaje de fase simple para el primario de el transformador. El segundo componente es el transformador de alto voltaje que intensifica el voltaje de entrada a un nivel voltaico secundario necesario para promover la coalescencia efectiva. El componente final es el rectificador para producir los voltajes positivos y negativos necesarios para los electrodos.

Un controlador de proceso permite que los componentes claves de la forma de onda de alto voltaje sean ajustados por los operadores para alcanzar el funcionamiento de proceso más eficiente. El controlador microprocesador desarrollado para controlar la salida del voltaje variable / transformador de frecuencia es capaz de producir una variedad casi infinita de configuraciones de la forma de onda.

Cuatro variables definen la forma de la forma de onda incluyendo la frecuencia del voltaje, el máximo y mínimo voltajes aplicados al transformador y el modelo cíclico y rapidez usada para conducir el transformador.

Voltaje mínimo (voltaje de umbral): Usado para maximizar el diámetro de las gotas de agua.

Voltaje máximo (voltaje crítico): Usado para activar las gotas de agua más pequeñas.

Frecuencia: Evita que el voltaje aplicado a los electrodos positivos y negativos decaiga, así maximizando la energía electrostática aplicada al agua dispersa para promover crecimiento rápido de las gotas y para maximizar el tamaño de las gotas de agua.

Forma de onda: Puede ser cualquier onda cíclica concebible que se pueda representar matemáticamente. El controlador se configura con las formas de onda siguientes: circular logarítmica, exponencial, sinusoidal, de sierra de diente, trapezoidal, circular e inversa. La forma de onda exponencial se representa en la figura 66. Además, el controlador permite que estas formas de onda sean sesgadas para alterar la proporción o razón para el desnivel de tiempo de ascenso y descenso.

La relación de estos parámetros de la forma de onda a los requerimientos de proceso se entiende.

Por ejemplo, donde se procesan los crudos con alta conductividad ($> 80 \text{ nS/m}$), la frecuencia primaria se puede aumentar para aumentar la energía entregada al proceso de la deshidratación del crudo.

Utilizar un transformador de frecuencia media supera el decaimiento del voltaje asociado a los transformadores convencionales de 50/60 hertz. En crudos húmedos la impedancia efectiva puede ser muy baja, dando por resultado un decaimiento rápido del voltaje de los electrodos de proceso. Este decaimiento reduce la eficacia del proceso de deshidratación permitiendo que el voltaje baje debajo del límite de umbral requerido para la deshidratación eficaz. Operando con una frecuencia incrementada se reduce este decaimiento del voltaje y se sostiene con eficacia el voltaje aplicado sobre el umbral requerido.

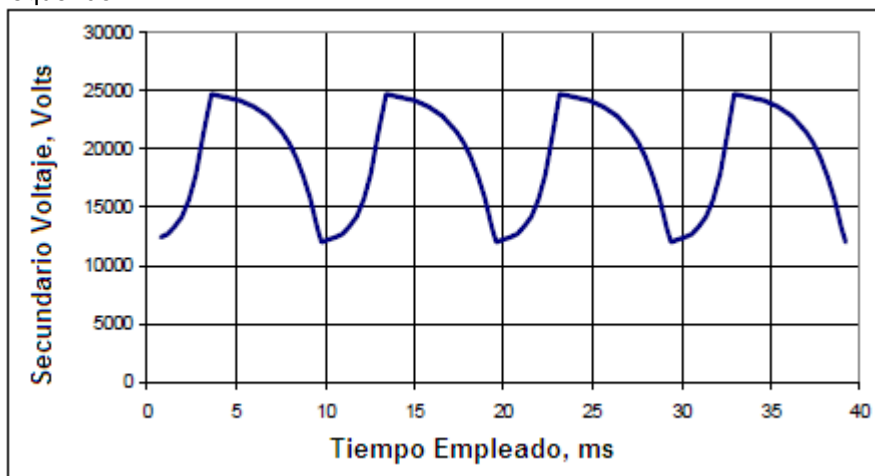


Figura 63 Típica forma de onda exponencial de voltaje. (Ref. John Armstrong, NATCO UK Limited, Gary W. Sams P.E, NATCO Group Inc. New Challenges in Oil Dehydration Improved by Dual Frequency® Electrostatic Process (2008)).

También, los químicos, la temperatura, sal, y los voltajes aplicados se combinan para reducir la tensión interfacial entre las gotas de agua dispersas y el crudo. Esta baja tensión interfacial (<10 dina/cm) reduce la frecuencia natural de las gotas de agua arrastradas. Reduciendo la frecuencia de la forma de la onda mejorada la coalescencia de las gotas puede ser alcanzado comparado a la aplicación de 50/60 Hz de fuerza. Operando con la frecuencia de la forma de la onda debajo de la frecuencia natural de las gotas arrastradas previene la destrucción de las gotas de agua grandes requeridas para la deshidratación eficiente.

Finalmente, la forma de la forma de onda del voltaje puede ser seleccionada para alcanzar los mejores resultados de la deshidratación. La forma de onda incluye los niveles voltaicos del mínimo y del máximo que se fijan para aumentar el porcentaje de agua arrastrada que es afectada por el voltaje electrostático. Los voltajes máximos alcanzan las gotas de agua más pequeñas con suficiente energía para desarrollar una carga superficial y para promover coalescencia (Aske, N., Kallevik, H. and Sjoblom, J. (2002). La reducción del voltaje a un nivel mínimo, maximizará el crecimiento de las gotas para promover una rapidez de sedimentación rápida.

La figura 63 describe una envoltura típica del voltaje secundario positivo usando una forma de onda exponencial. La forma de onda se sesga levemente para alterar la proporción o razón de ascenso hasta el voltaje máximo ligeramente más rápido de lo que aumenta la proporción de descenso hasta el voltaje mínimo. Desplazando (sesgando) el ciclo del voltaje para alterar el porcentaje de la forma de onda usada para aumentar/disminuir el voltaje, esto es posible para mejorar el crecimiento de la gotas más lejanas. Optimizando los detalles de la forma de onda se puede evitar la ruptura de las gotas y aumentar la coalescencia de las gotas.

La Figura 64 muestra esquemáticamente el arreglo de componente para el controlador del microprocesador, la electrónica de la fuerza, el transformador de frecuencia media y los rectificadores (diodos). La electrónica de la fuerza, el transformador, y los rectificadores han sido empaquetados en un contenedor llenado de aceite para superar problemas de distancia entre la electrónica y el transformador, para proporcionar el enfriamiento por la recirculación del aceite dieléctrico, y para hacer la retroadaptación de los transformadores existentes de AC/DC más conveniente.

Este transformador de doble frecuencia es capaz de entregar toda la corriente sobre su rango de voltaje completo, a diferencia de las fuentes de alimentación convencionales de 100% reactancia.

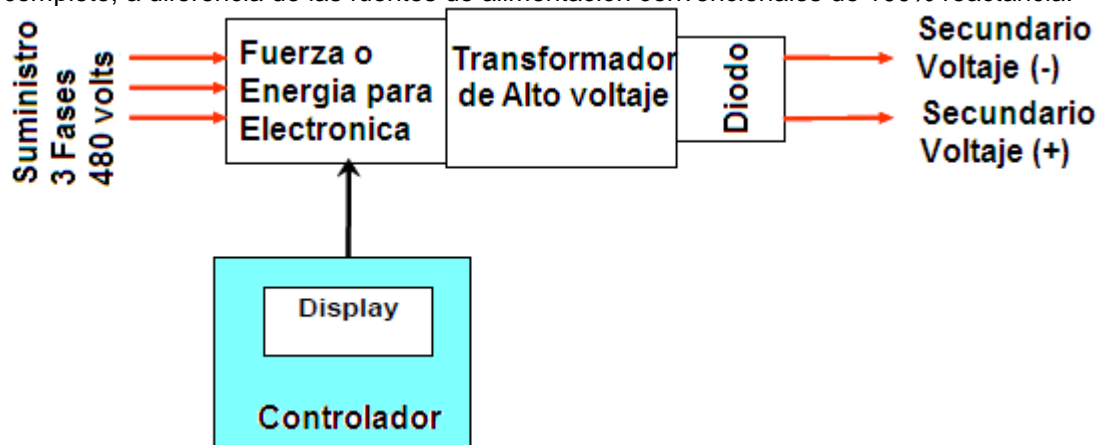


Figura 64: Transformador electrostático / diagrama de bloques del controlador regulador de carga (LRC). (Ref. John Armstrong, NATCO UK Limited, Gary W. Sams P.E, NATCO Group Inc. New Challenges in Oil Dehydration Improved by Dual Frequency® Electrostatic Process (2008)).

10. Resultados de Pruebas Piloto o Laboratorio

Esta tecnología única del transformador/controlador (LRC) se ha probado extensivamente en una planta piloto.

Estas pruebas proporcionan amplia evidencia de que la tecnología variable del voltaje/frecuencia puede ser optimizada para permitir la deshidratación excelente del aceite en flujos considerablemente más altos de aceite en un tamaño de recipiente dado.

Los resultados son comparados con la tecnología de deshidratación de polaridad doble en las figura 65 y 66 mostrados abajo.

Flujo Crudo Constante			
Gravedad Crudo °API	BS&W @ Flujo (BOPD/ft ²)		Comentarios
	AC/DC Dual Polaridad	Dual Frecuencia	
20.8	0.9% @ 150	0.55% @ 150	North Sea
30	0.7% @ 175	0.22% @ 175	Okemah, Oklahoma
34	1.2% @ 100	0.80% @ 100	Golfo de México
40	0.1% @ 225	Trace % @ 225	Bristol, Oklahoma

Figura 65 Datos de Laboratorio Piloto (Ref. John Armstrong, NATCO UK Limited, Gary W. Sams P.E, NATCO Group Inc. New Challenges in Oil Dehydration Improved by Dual Frequency® Electrostatic Process (2008)).

La Figura 66 compara el resultado de BS&W cuando ambas tecnologías fueron aplicadas a un constante flujo de crudo (Flux).

Flujo de Crudo Incrementado			
Gravedad Crudo °API	Flux (BOPD/ft ²) @ BS&W		Comentarios
	AC/DC Dual Polaridad	Dual Frecuencia	
16.0	100 @ 0.63%	125 @ 0.56%	Diluted SAGD, Canada
20.2	90 @ 0.38%	220 @ 0.4%	West Sak, Alaska
20.7	90 @ 0.35%	175 @ 0.4%	Bohai, China
24.0	125 @ 0.4%	208 @ 0.4%	Venezuela

Figura 66: Datos de Laboratorio Piloto (Ref. John Armstrong, NATCO UK Limited, Gary W. Sams P.E, NATCO Group Inc. New Challenges in Oil Dehydration Improved by Dual Frequency® Electrostatic Process (2008)).

La figura 66 compara los resultados obtenidos cuando el flujo fue aumentado para que la tecnología de dual frecuencia alcanza niveles similares de BS&W.

Los experimentos pilotos también fueron conducidos en el petróleo crudo de 27.1° API en sitio utilizando ambas tecnologías, dual polaridad y dual frecuencia antes de la instalación de equipo. Las pruebas fueron conducidas sobre una amplia gama de flujos tal y como se muestra en la figura 67. Estos datos piloto demuestran la mejora esperada de los ensayos de campo. Los niveles del efluente de BS&W se podrían disminuir por un 75% o el flujo se podría aumentar por un 90% (John Armstrong, Gary W. Sams. (2008)).

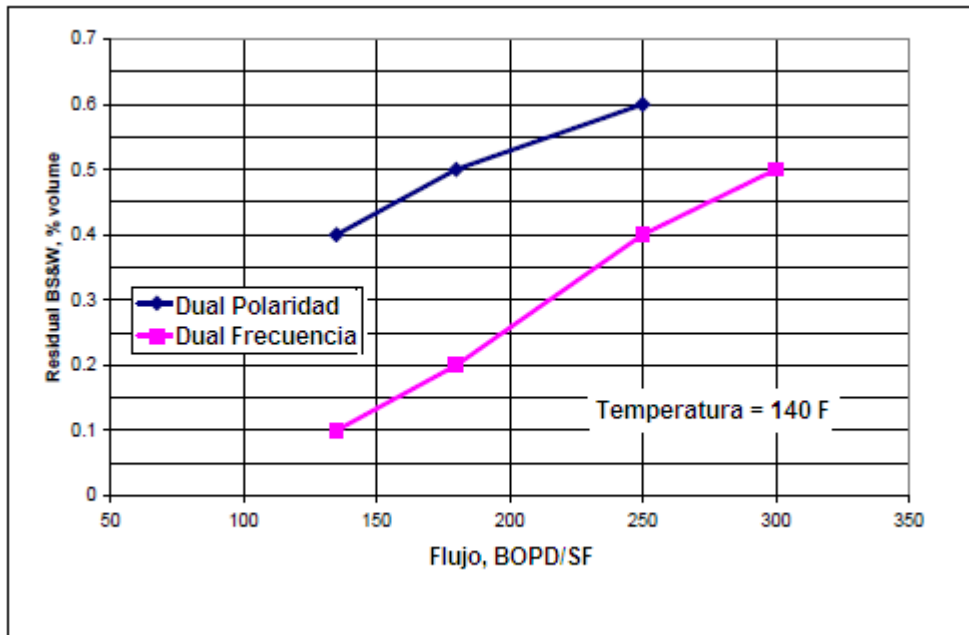


Figura 67: Resultados de Laboratorio Piloto (Ref. John Armstrong, NATCO UK Limited, Gary W. Sams P.E, NATCO Group Inc. New Challenges in Oil Dehydration Improved by Dual Frequency® Electrostatic Process (2008)).

10.1 Prueba en Campo

Los ensayos prácticos implicaron la documentación de las condiciones de funcionamiento iniciales, es decir recolectaron la configuración del voltaje, la utilización de químicos y el efluente de BS&W. Los datos fueron recopilados periódicamente durante un período del día 21-28 para establecer el funcionamiento de la línea base. El programa de pruebas fue diseñado para establecer el flujo más agresivo capaz de alcanzar una especificación del 1% BS&W.

Después de que los datos de la línea base fueran recolectados, el transformador dual frecuencia fue adaptado al recipiente de proceso. Los parámetros del voltaje, de frecuencia y la forma de onda, optimizados durante pruebas de laboratorio fueron aplicados al controlador del transformador. Una segunda serie de pruebas fue conducida para documentar el efluente BS&W al flujo de proceso máximo.

El funcionamiento de proceso después de la instalación de la fuente de alimentación de dual frecuencia alcanzó los resultados siguientes:

Capacidad - en el recipiente de campo, el flujo máximo del aceite fue limitado hidráulicamente por el colector de admisión de tubería externa y el diámetro de salida de la boquilla y no la capacidad de tratamiento electrostático del recipiente. Sin embargo, un aumento significativo en la capacidad fue demostrado tal y como se muestra en del figura 68.

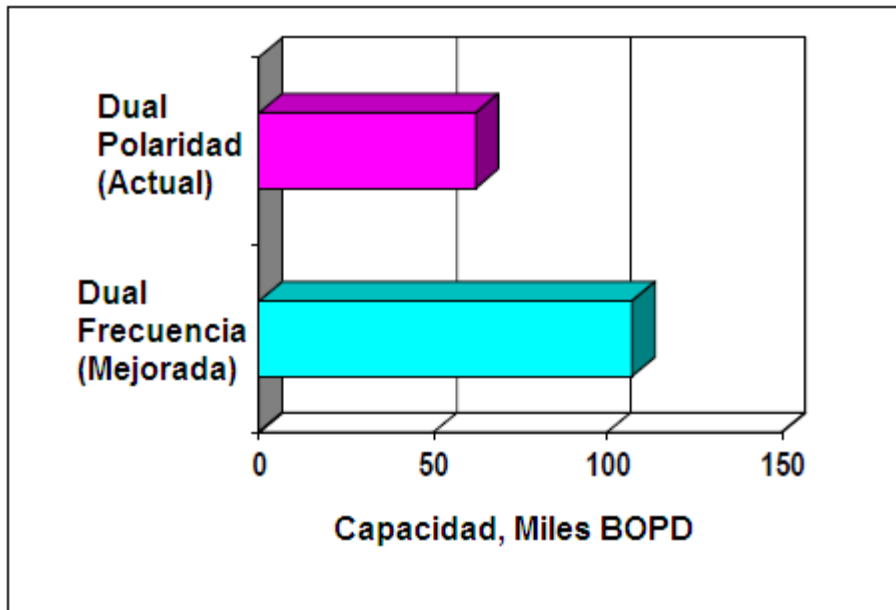


Figura 68: Capacidad Maxima a 0.5 % BS&W (Ref. John Armstrong, NATCO UK Limited, Gary W. Sams P.E, NATCO Group Inc. New Challenges in Oil Dehydration Improved by Dual Frequency® Electrostatic Process (2008)).

El funcionamiento de la deshidratación del tratador fue también considerablemente mejor después de su conversión a la tecnología de dual frecuencia. El funcionamiento de la deshidratación en función de la producción del recipiente se muestra en la figura 69. Para una comparación con los datos de laboratorio, un flujo de 271 bopd/ft² es equivalente al 122,000 bopd.

Los resultados del laboratorio alcanzaron 0,45% BS&W y los resultados de campo alcanzaron 0,4%.

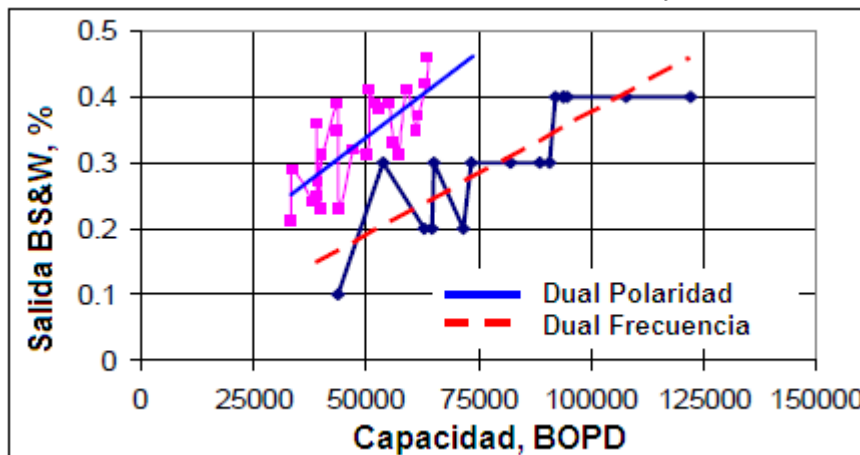


Figura 69: Desempeño de Dual Frecuencia (Tecnología) (Ref. John Armstrong, NATCO UK Limited, Gary W. Sams P.E, NATCO Group Inc. New Challenges in Oil Dehydration Improved by Dual Frequency® Electrostatic Process (2008)).

Mejoras potenciales - Dos mejoras posibles no fueron demostradas debido a la configuración del sitio probado en campo. Porque la inyección de calor y del químico ocurrió antes del colector de admisión común, la variación en temperatura y el tratamiento químico en el recipiente de prueba fue impedido debido al potencial para el proceso alterado en los otros tratadores. Sin embargo, las expectativas para estos parámetros son como sigue:

Efectividad química - los procesos electrostáticos funcionan en la superficie de las gotas de agua iguales como los demulsificantes químicos. Hasta el 50% de reducción de demulsificante han sido realizados por otras instalaciones de dual frecuencia.

Dependencia de la temperatura - la fuente de alimentación de la tecnología dual frecuencia promueve un crecimiento significativo del diámetro de las gotas de agua. Estas gotas se establecerán rápidamente en la temperatura de operación. La operación en temperaturas reducidas debe ser posible (John Armstrong, Gary W. Sams.(2008)).

10.2 Experiencia en Operación de Campo

Después de las pruebas iniciales de los sistemas dual frecuencia electrostáticos en la instalación de varias partes del mundo, los sistemas ha sido instalados en varias instalaciones sobre y a cierta distancia de la costa (onshore y offshore) acumulando muchos años de operación acertada.

Una unidad usando el sistema eléctrico dual de frecuencia en Wyoming, ahora en su tercer año de operación, fue instalado a lo largo y al lado de deshidratador existente usando electrostática combinada AC/DC. Ambas unidades fueron del mismo tamaño y trataron el mismo petróleo crudo de 16 °API, en la misma temperatura. Sin embargo, la unidad ajustada con el sistema eléctrico de dual frecuencia podía tratar 100% mas crudo que la unidad de AC/DC (dual polaridad), con ambas unidades reduciendo del 11% BS&W hasta el 0.3% BS&W.

En una instalación de producción en la cuesta del norte Alaska, los E.E.U.U. lograron procesar 48.000 bopd de pesado a media gravedad de crudo con sólidos de alrededor de 5%, fue procesado por un equipo de 10ft diámetro x 55ft largo usando tecnología electrostática combinada de AC/DC. El % BSW a la salida cayó a 1% a 0,2% mientras que la capacidad de producción del recipiente fue incrementada de 40000 bopd a 48000 bopd.

En otra instalación en el Golfo de México, un tratador AC/DC (dual polaridad) que procesó 48000 bopd de crudo de gravedad media fue adaptado con el sistema eléctrico dual de frecuencia. Un 40% en reducción del uso del demulsificante para mantener la especificación requerida del aceite fue confirmada. Estos campos demostraron concluyentemente que este sistema electrostático de dual frecuencia provee producciones con la habilidad para deshidratar y/o desalar aceites más eficientemente y para mejorar procesos de petróleos crudos más difíciles de procesar. (John Armstrong, NATCO UK Limited, Gary W. Sams P.E., (2008)).

La instalación de un suministro de energía de dual frecuencia alcanzó las mejoras siguientes de funcionamiento.

Carga eléctrica balanceada: El suministro de energía opera en 480 voltios, 50/60 hertzio suministro trifásico y mantiene un balance eléctrico uniforme entre todas las fases de energía.

Energía incrementada disponible durante el proceso alterado: Transformadores de deshidratación convencional usan 100% reactancia para proporcionar la protección durante el proceso alterado.

Sin embargo, también no pueden mantener el suficiente voltaje requerido para la coalescencia efectiva.

La fuente de energía de dual frecuencia es diseñada para suministrar el voltaje requerido de la coalescencia en la corriente máxima disponible. Durante el proceso afectado el voltaje de coalescencia fue sostenido.

Funcionamiento de proceso óptimo: El transformador dual de frecuencia utiliza un diseño único que permita que la forma de onda de voltaje electrostático sea modificada para requisitos particulares para cualquier aceite o crudo. Emparejando la forma de onda a los requerimientos de la coalescencia es posible promover la coalescencia máxima de la gota (Draxler, J. and Marr, R. (1990). Cuatro variables definen la forma de la forma de onda del voltaje:

Voltaje mínimo (voltaje del umbral): Usado para maximizar el diámetro de la gota de agua.

Voltaje máximo (voltaje Crítico): Usado para activar las gotas de agua más pequeñas.

Frecuencia: Evita que el voltaje aplicado a los electrodos decaiga, y maximiza la energía electrostática disponible para promover el crecimiento rápido de la gota y para maximizar el tamaño de la gota de agua.

Forma de onda: Varias formas de onda cíclicas se han desarrollado para promover a lo lejos del recipiente la coalescencia. El controlador del transformador se ha configurado con las formas de onda siguientes: logarítmico, exponencial, sinusoidal, circular de diente de sierra, trapezoidal, circular e inversa. La forma de onda exponencial se representa en el figura 63. Además, el controlador permite que estas formas de onda sean sesgadas para alterar la proporción para el desnivel de ascenso y descenso varias veces.

Esta tecnología electrostática ha sido desarrollada por NATCO para ampliar la utilidad de la deshidratación electrostática en crudos incluyendo la producción de SAGD en Canadá, el betún diluido en Sudamérica, los altos crudos TAN (Total Acid Number) y las mezclas de refinería. Esta tecnología dual frecuencia ampliará el uso de la deshidratación electrostática a aceites más dificultosos.

El betún o bitumen es una mezcla de líquidos orgánicos altamente viscosa, negra, pegajosa, completamente soluble en disulfuro de carbono y compuesta principalmente por hidrocarburos aromáticos policíclicos.

El betún es la fracción residual (el fondo) resultante de la destilación fraccionada del petróleo. Es la fracción más pesada y la que tiene el punto de ebullición más elevado. No debe ser confundido con el asfalto (al que a veces se llama betún de Judea o judaico, pero que es una mezcla de minerales y betún) ni con el alquitrán (que se obtiene de la destilación destructiva del carbón y es químicamente diferente).

La mayoría de los betunes contienen azufre y varios metales pesados como níquel, vanadio, plomo, cromo, mercurio y también arsénico, selenio y otros elementos tóxicos. Los betunes pueden lograr una buena conservación de plantas y animales, que forman fósiles en las rocas.

Su principal usos del betún se usa primordialmente para pavimentar carreteras y calles, en forma de asfalto. También es la principal materia prima para la explotación petrolera de las arenas bituminosas actualmente bajo desarrollo en Alberta (Canadá).

La funcionalidad del transformador permite que un campo electrostático sea optimizado para la viscosidad del aceite, el flujo, la conductividad del aceite, la tensión interfacial, la población de las gotas de agua y la distribución. La mejora significativa del funcionamiento permite una reducción en la capacidad de los recipientes electrostáticos convencionales. El transformador dual de frecuencia se puede también ser adaptado para tratadores de dual polaridad existentes sin desembotellar, ni entrar el recipiente (John Armstrong, Gary W. Sams. (2008)).

10.3 Programas de pruebas y Comparación de las Tecnologías.

En pruebas de caracterización de laboratorio incluyen la pruebas de botella, caracterización del crudo (API, viscosidad contra temperatura, tensión interfacial, conductividad) y prueba para el tamaño de gotas de agua para la emulsiones de la entrada y de salida usadas para las pruebas de escala piloto.

Una meta de las pruebas de viscosidad es identificar que temperatura son necesarias para reducir la viscosidad de la emulsión a 10 cP. La experiencia consistía en que una viscosidad de 10 cP o más abajo fue necesaria para alcanzar la separación óptima.

Las pruebas de la investigación de escala de banco identificaron voltajes electrostáticos y requerimientos de frecuencia y sustancias químicas investigadas.

Algunos componentes del probador de susceptibilidad electrostático se muestran en el figura 70.

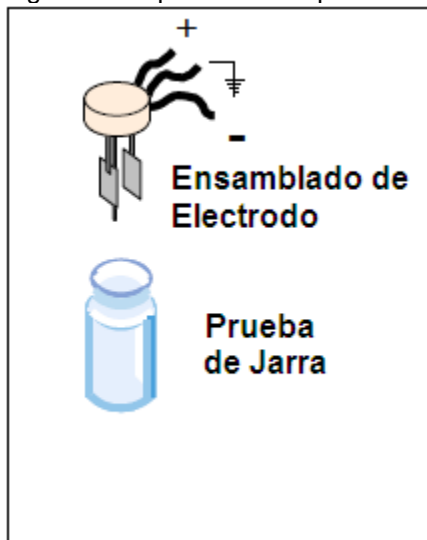


Figura 70: Prueba Jarra Ref. William H. Thomason/SPE, David J. Blumer/SPE (2005))

El Figura 71. pruebas de escala piloto o experimental (40 galones) simuló las diversas tecnologías de electrostática deshidratación en condiciones de tipo de campo. El sistema de prueba piloto (Figura 71) se ha descrito previamente e incluyó un tanque de carga con una bomba mezcladora, un cambiador de calor, un tanque regulador de presión, un deshidratador de AC con los electrodos de acero y un segundo deshidratador con los electrodos compuestos configurados para las otras tres tecnologías de electrostática deshidratación. Para simular la operación de campo, el sistema de escala piloto o experimental introduce la emulsión tratada en el separador a rapidez constante y produce crudo deshidratado y salmuera.



Figura 71: Deshidratador electrostático escala piloto (Natco). Ref. William H. Thomason/SPE, David J. Blumer/SPE, Probjot Singh/SPE, and David P. Cope, ConocoPhillips, and Moshen Zaouk, NATCO Advanced Electrostatic Technologies for Dehydration of Heavy Oils (2005))

Las muestras de crudo y de salmuera deshidratados se recogen para el análisis adicional. La medida del tamaño de la gotas de agua para las emulsiones de la entrada y de salida fue realizada.

Los criterios de funcionamiento de la separación medidos fueron la rapidez de la separación de la emulsión (rendimiento del recipiente), calidad separada del aceite y de la salmuera, y comparación con datos de campo (cuando este disponible).

Estos datos fueron usados para comparar el rendimiento relativo para un recipiente separador, usando las cuatro tecnologías de electrostática deshidratación y los costos de inversión por barril de capacidad de deshidratación del crudo.

Nota, para todos los resultados de la prueba de electrostática deshidratación reportados para cada crudo, el mismo tratamiento químico fue utilizado. No hubo ningún intento por optimizar la dosificación química. También los únicos resultados que son reportados alcanzados de la separación acertada, esta definido por BS&W (Basic sediment and water) menos del 0.6 % en el crudo separado y la salmuera clara separada (William H. Thomason/SPE, David J. Blumer/SPE, Probjot Singh/SPE, and David P. Cope, Conoco Phillips, and Moshen Zaouk. (2005)).

Los resultados de la prueba mostraron un aumento significativo en la producción para las tecnologías avanzadas de electrostática deshidratación.

Los resultados se presentan como los barriles de petróleo por la producción por día por pie cuadrado de electrodo (rejilla) sección-cruzada que es alcanzada con una calidad de crudo deshidratado de un por ciento dado BS&W. Cuando se utilizan producciones más altas se reduce la calidad del aceite (aumento de BS&W). Para un recipiente separador, las rejillas sección cruzada puede ser determinada y estos datos son usados para estimar el funcionamiento total del recipiente. En todas estas pruebas, el químico rompedor de la emulsión fueron usados alrededor de una rapidez de 50% de exceso para compensar el crudo envejecido. El propósito de las pruebas era otra vez determinar el funcionamiento relativo de las diversas tecnologías de electrostática deshidratación. En usos reales del campo la adaptación de los niveles voltaicos y de las frecuencias de la modulación serán requeridas para optimizar el funcionamiento.

Para Crudo (API 21). La Figura 72 presenta datos de funcionamiento de la separación del crudo para la unidad de AC de campo y las pruebas piloto con una entrada de el 10% salmuera emulsificada. El funcionamiento de la escala piloto observado para el crudo fue alrededor del 30% mejor que el predicho por el modelo de electrostática deshidratación como se muestra por las líneas solidas. En las pruebas de la botella y las pruebas de escala piloto, fue encontrado que en adición a el tratamiento rompedor de emulsión, la adición de ácido para llevar la salmuera separada en un rango 6 a 6,5 pH tenía un efecto muy beneficioso sobre la separación del aceite/agua. El tratamiento con ácido se utiliza en campo y ayuda a mantener los ácidos naftenicos en la fase del aceite. La llave del resultado está en las pruebas pilotos que la tecnología avanzada de electrostática deshidratación proporcionó un aumento significativo en la producción del tratamiento de la emulsión para la emulsión de crudo en relación con el sistema de AC. Un sistema de AC se utiliza eficazmente para manejar la producción de campo y su funcionamiento

se presenta en el figura 72. En la prueba de botella la buena separación ocurrió en 15 minutos con el uso del químico demulsificante y el tratamiento con acido.

Comparación de Tecnologías

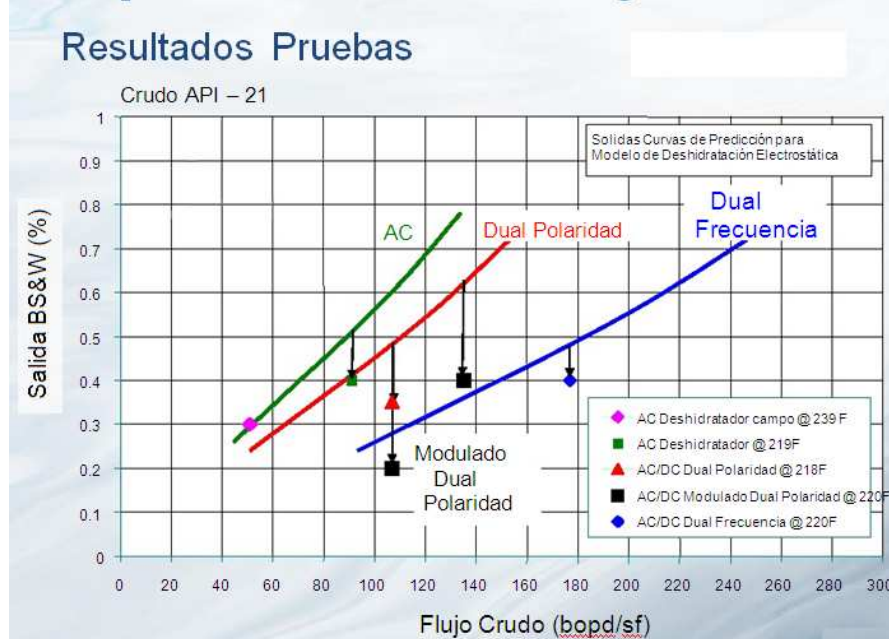


Figura 72: Comparación de Tecnologías (Ref. William H. Thomason/SPE, David J. Blumer/SPE, Probjot Singh/SPE, and David P. Cope, ConocoPhillips, and Moshen Zaouk, NATCO Advanced Electrostatic Technologies for Dehydration of Heavy Oils

Para Crudo (API 20). La emulsión de crudo usada para el crudo probado fue una emulsión como fue la emulsión producida con un corte de agua del 38%.

Notando, ninguna separación ocurrió en los contenedores durante varios meses. En la Figura 75, las líneas solidas son el funcionamiento previsto de la escala piloto previsto por el modelo de electrostática deshidratación para el aceite crudo normalizado a los datos medidos. Una línea solida esta representando una estimación del funcionamiento de un tratador mecánico (no electrostático) también fue añadida basada en experiencia con aceites pesados. Este dato será utilizado en el análisis de costo. nota, que el funcionamiento de la electrostática deshidratación puede variar extensamente para los aceites que pueden parecer similares en la mayoría de las propiedades y el funcionamiento relativo solamente de sistemas mecánicos, puede ser mucho mejor para aceites más ligeros.

Resultados de comparación de tecnologías, figura 73 y 74.

Resultados de Deshidratacion Avanzada

Dual Polaridad vs Dual Frecuencia

Resultados de Campo

Tecnología	Crudo API	Temperatura (F)	Aliment. BS&W (%)	Flux Crudo (BOPD)	Salida BS%W (%)
Dual Polaridad	16	175	11	800-900	0.3
Dual Frecuencia	16	175	11	1800-2200	0.3

Existente Calentador/Tratador Mejorado de Dual Polaridad a Dual Frecuencia

Figura 73: Dual Polaridad vs Dual Frecuencia (Natco) Ref. Sams, Gary W. and Wallace, Harry G., 2003. Field Trials Scheduled for New Dehydration Technology, Offshore Technology Conference, 15353. (2003)).

Resultados de Deshidratación Avanzada

Dual Polaridad vs Dual Frecuencia

Identificación de Crudo	Crudo API	Temperatura (F)	Alimen BS&W (%)	Flux Carga (BOPD/SF)	(Salida BS&W(%))	
					Dual Polaridad	Dual Frecuencia
Venezuela	25	150	9	200	1.78	0.6
Venezuela	17	280	28	94	0.3	0.1
Wyoming	24	130	11	100	1.45	0.85
Oklahoma	22.8	135	11	75	1.35	0.8
Brazil	13.8	240	5	80	0.5	0.27
North Sea	20.8	200		150	0.9	0.55

Datos de Pruebas Piloto en Varios Crudos de 13.8 a 25 API.

Figura 74: Dual Polaridad vs Dual Frecuencia (Natco) (Ref. Sams, Gary W. and Wallace, Harry G., 2003. Field Trials Scheduled for New Dehydration Technology, Offshore Technology Conference, 15353. (2003)).

Rendimiento de deshidratador electrostático figura 75.

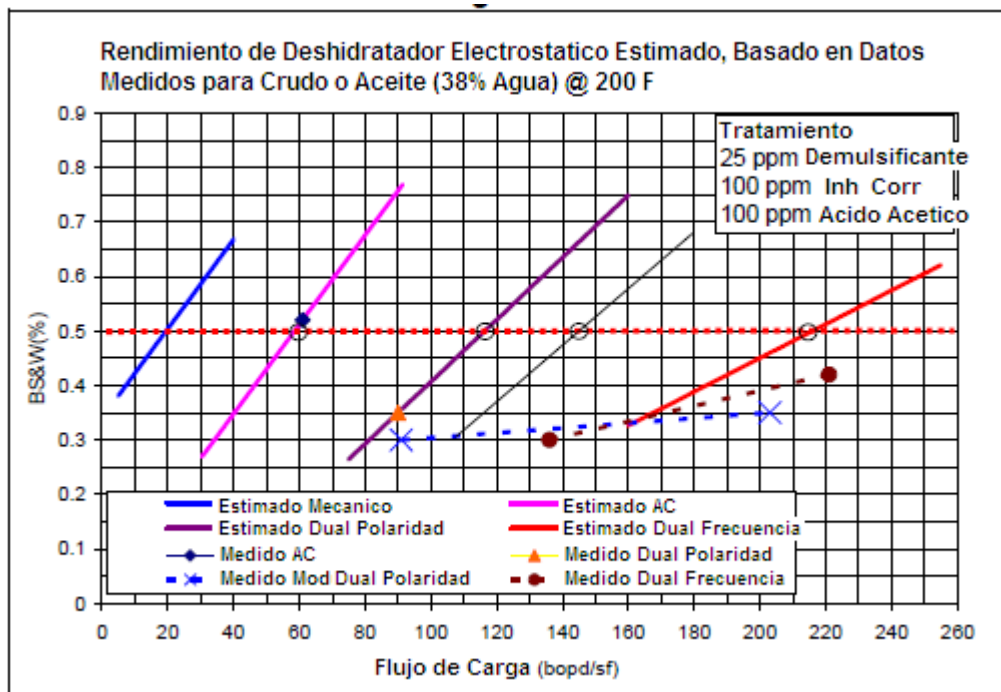


Figura 75: Rendimiento de Deshidratadores Electrostaticos Ref. William H. Thomason/SPE, David J. Blumer/SPE, Probjot Singh/SPE, and David P. Cope, ConocoPhillips, NATCO Advanced Electrostatic Technologies for Dehydration of Heavy Oils

El inhibidor de corrosión fue adicionado para simular mejor las condiciones de campo cuando este tratamiento sea utilizado. El tratamiento con el ácido acético también fue también usado para la emulsión de crudo. Los círculos en las líneas 0,5% de BS&W se utilizan para identificar qué producción se puede esperar (con cierto juicio) para alcanzar una calidad de crudo deshidratado de 0,5% BS&W. Estos valores serán utilizados más adelante para comparar costos de las diferentes tecnologías de electrostática deshidratación.

El clave del resultado es que las tecnologías avanzadas de electrostática deshidratación proporcionaron (casi 4 pliegues para BFM (dual frecuencia)) un aumento significativo en la producción del tratamiento de la emulsión para la emulsión de crudo (API 20) en relación con un sistema de la AC. No hay datos de campo disponibles para solo el crudo (API 20). Los resultados de la prueba de la botella alcanzaron buena separación en 20 minutos con el tratamiento del demulsificante.

Para la prueba de escala piloto con crudo, se midió la distribución del tamaño de la gota de agua en la emulsión que era tratada y en el crudo deshidratado, usando un analizador del tamaño de partícula de Malvern. La distribución de tamaño de la gota de agua correlaciona bien con la estabilidad de la emulsión. Kokal Sunil, (2005). Pequeñas gotas son generalmente más difíciles de separarse y las distribuciones sesgadas a tamaños más pequeños de gotas indican emulsiones más estables.

La Fig. 76 presenta un ejemplo de los resultados para las pruebas de crudo.

La Fig.76 presenta el % de eficiencia de remoción de agua de la emulsión entrante para cada tamaño de gotas de agua para varias tecnologías del electrostática deshidratación y rapidez de producción. Notar que las eficiencias para todas las pruebas eran mejores de el 99% para las gotas largas de 10 micrones y grandes de 98% para los tamaños de gotas de 1 a 10 micrones. Un eficiencia más baja fue alcanzado para las gotitas en el tamaño de 0,1 a 1 micrón pero los valores más bajos estaban para las altas rapidez o velocidad de producción. Estos resultados indican el funcionamiento muy deseable que es difícil de alcanzar con otros métodos de separación.

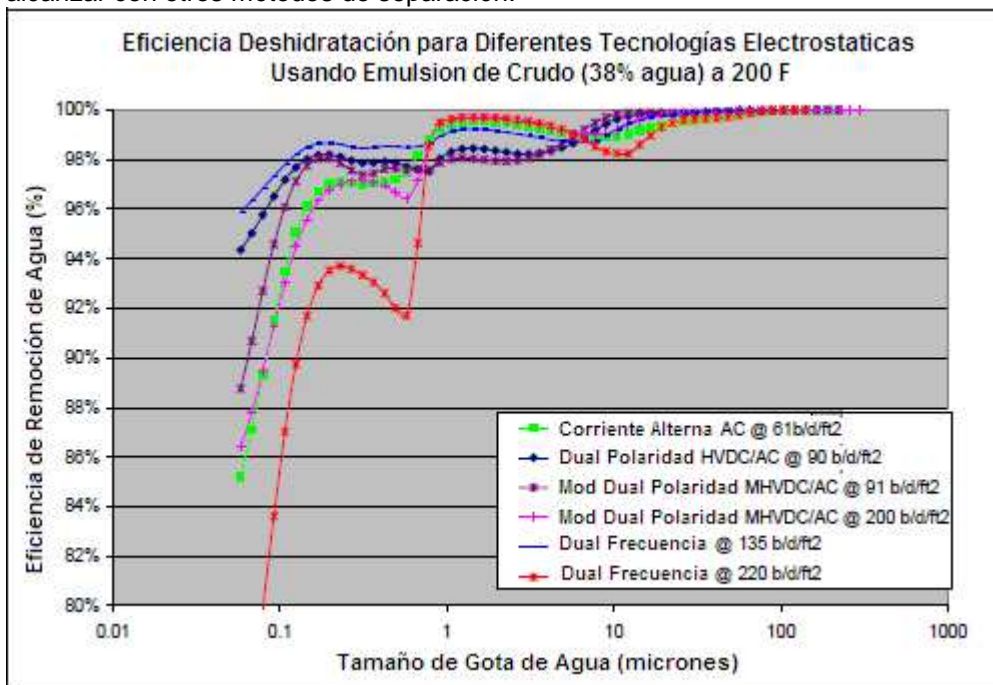


Figura 76: Eficiencia de Deshidratación Usando Diferentes Tecnologías (Ref. William H. Thomason/SPE, David J. Blumer/SPE, Probjot Singh/SPE, NATCO Advanced Electrostatic Technologies for Dehydration of Heavy Oils (2005)).

Los datos presentados en la Figura 76 fueron analizados más a fondo para ilustrar tendencias en la eficiencia de separación debido a la rapidez o velocidad de producción y a la tecnología de electrostática deshidratación. La Figura 77 presenta el promedio de la eficiencia de separación para tres rangos de tamaños de gotas de agua como una función de rapidez de producción y de tecnología de electrostática deshidratación.

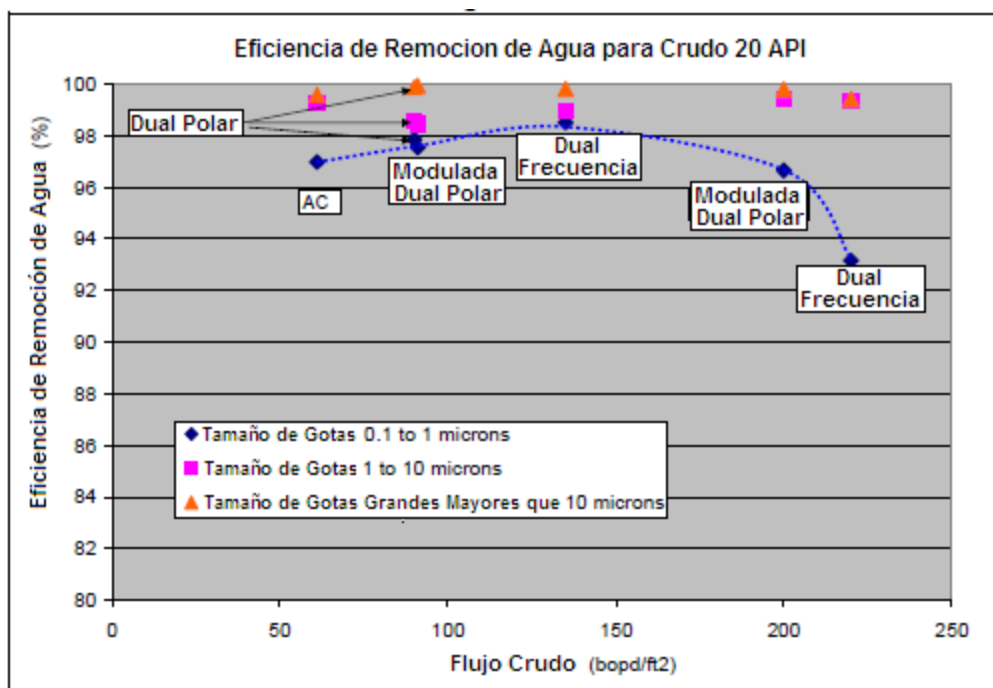


Figura 77: Eficiencia de Remoción de Agua de acuerdo al tamaño de gota. Ref. William H. Thomason/SPE, David J. Blumer/SPE, Probjot Singh/SPE, NATCO Advanced Electrostatic Technologies for Dehydration of Heavy Oils 2005

Notando que la buena eficiencia de separación está alcanzada para las gotas de agua largas que 1 micrón más grande incluso a la alta rapidez de producción. La línea quebrada fue adicionada para ilustrar la eficiencia de separación para los tamaños de gota de 0,1 a 1 micrón. A las velocidades o rapidez bajas a moderadas de producción la eficiencia de separación mejora para estas pequeñas gotas mientras que se emplean tecnologías más avanzadas de electrostática deshidratación. Mientras que se aumentan la rapidez de producción, una disminución significativa en la eficiencia de separación ocurre para los tamaños de gotas de 0,1 a 1 micrón. Se especula que la AC electrostática deshidratación tendrá una disminución más rápida en eficiencia. Estos resultados del tamaño de gota son consistentes con otros estudios. Kokal Sunil, (2005).

Un micrómetro equivale a una milésima de milímetro:

$$1 \mu\text{m} = 0,001 \text{ mm} = 1 \times 10^{-3} \text{ mm}$$

$$1 \text{ mm} = 1000 \mu\text{m}$$

Un micrómetro equivale a una millonésima de metro:

$$1 \mu\text{m} = 0,000 \text{ 001 m} = 1 \times 10^{-6} \text{ m}$$

$$1 \text{ m} = 1 \text{ 000 000 } \mu\text{m}$$

Para el Crudo (API 8) la separación eficaz de aceite/agua para crudo se alcanza con un separador mecánico en operaciones de campo usando tiempos de residencia muy largos y separadores de gran capacidad.

La buena separación de agua del aceite no fue alcanzada para el Crudo (API 8) en pruebas de botella de laboratorio con mezclas del ~20% de diluyente. Como la emulsión cruda recibida de la mezcla había estado en el almacenamiento por varias semanas antes de la prueba. La buena separación (laboratorio y escala de piloto) fue alcanzada para la mezcla ~35% de diluyente (con salmuera del ~4%) usando un rompedor de emulsión no convencional y este químico fue utilizado para la prueba de escala piloto. Los resultados de las pruebas de escala piloto para el crudo se presentan en la figura 78. Las líneas discontinuas en la figura 78 ilustran la extrapolación de los datos para la rapidez de producción que es anticipada para producir 0,5% BS&W crudo deshidratado.

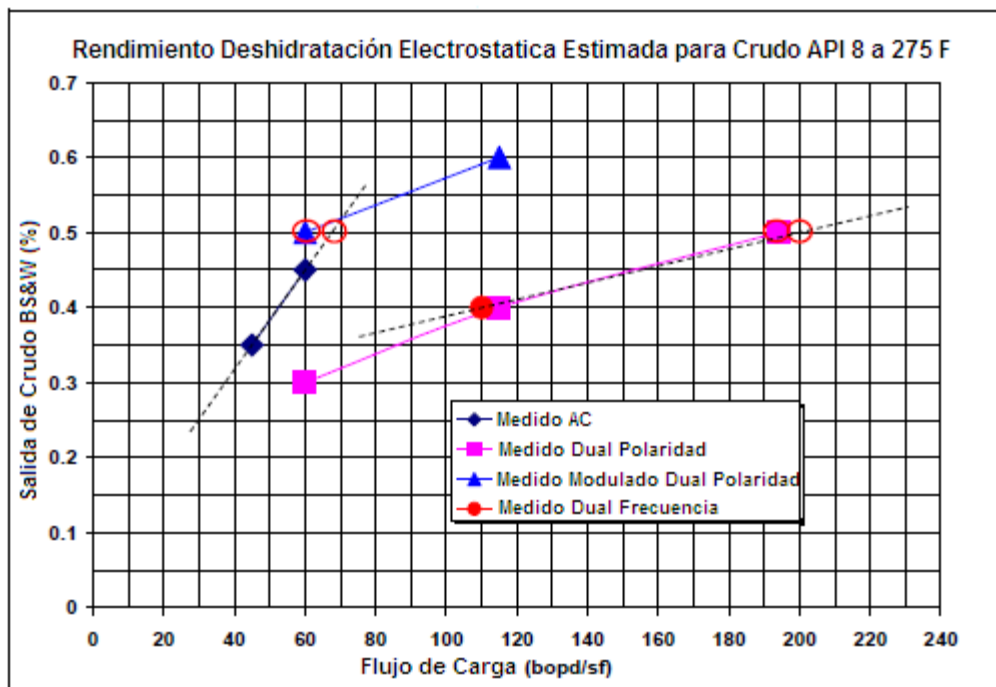


Figura 78: Rendimiento para Deshidratación Electrostatica Estimada para Crudo API 8 a 275 °F Ref. William H. Thomason/SPE, David J. Blumer/SPE, NATCO Advanced Electrostatic Technologies for Dehydration of Heavy Oils

Varios resultados en las pruebas piloto con crudos (API 8) no fueron esperados. Primero, las rapidez de producción que alcanzaron bajo el BS&W, fueron más altas que las anticipadas para esta clase de mezcla crudo pesado (API 8). En segundo lugar, la tecnología de MHVDC/AC (Modulada dual polaridad) no se realizó bien en relación con las otras tecnologías de electrostática deshidratación. En un estudio posterior fue determinado que las formas de onda de modulación usadas para las pruebas piloto del crudos no eran buenas opciones para esa clase de crudo. Así el método de MHVDC/AC (Modulada dual polaridad) era menos eficaz.

Con más tiempo de determinar las formas de onda óptimas de modulación, debe ser posible mejorar el funcionamiento de la tecnología de MHVDC/AC (Modulada dual polaridad) electrostática deshidratación para el crudo API 8.

El Crudo (API 8-10), en operaciones de campo, la producción de crudo ha tenido contenido bajo de la salmuera. Una unidad de AC de campo no era eficaz en la eliminación del agua cuando los niveles eran menores de 1,5% BS&W.

En pruebas de botella se generaron emulsiones con contenido de la salmuera del 30% y solamente alrededor de 80% de esta salmuera fue separada después de 60 minutos con el tratamiento de demulsificante. Las emulsiones con contenido de salmuera 5,5% fueron desarrolladas para las pruebas piloto. Los resultados de escala piloto para el crudo (API 8-10) se presentan en la figura 79 y las extrapolaciones a 0,5% de BS&W son incluidas.

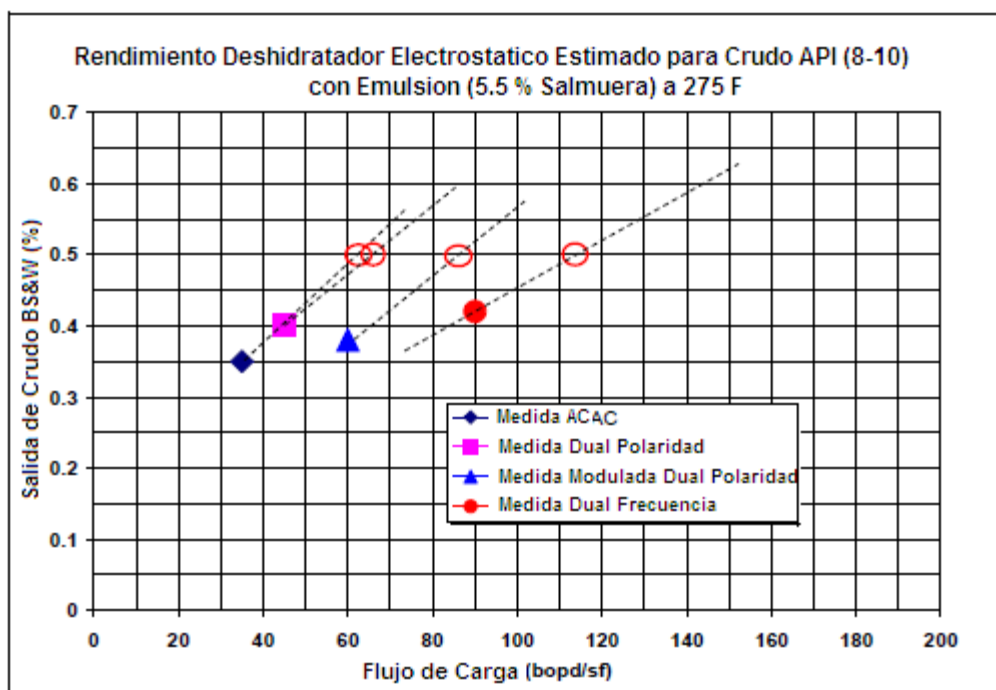


Figura 79: Rendimiento Deshidratador Electrostatico Estimado Crudo API (8-10) Ref. William H. Thomason / SPE, David J. Blumer/SPE, Probjot Singh/SPE, NATCO Advanced Electrostatic Technologies for Dehydration of Heavy Oils

10.4 Costo relativo de tecnologías electrostáticas

Una meta importante de este estudio fue desarrollar datos para permitir la comparación de los costos de la separación del agua alcanzados para las diversas tecnologías de electrostática deshidratación. Los datos de prueba piloto desarrollados de rapidez de producción para las tecnologías de electrostática deshidratación. En la consulta con el fabricante, los datos de costo anticipados para las tecnologías mecánicas y de electrostática deshidratación fueron desarrollados para un recipiente horizontal separador 14' x 80' clasificado para el servicio de 200 psig.

Puesto que estos datos cambian con tiempo y la ubicación, se presentan en la figura 80 como costo en relación con el costo de un sistema de AC electrostática deshidratación con las barras de error de incertidumbre. Según lo esperado y mostrado por los símbolos de \$, los costos de los sistemas de deshidratación aumentan como los electrodos y la electrónica para las tecnologías electrostática deshidratación más avanzadas son incluidos.

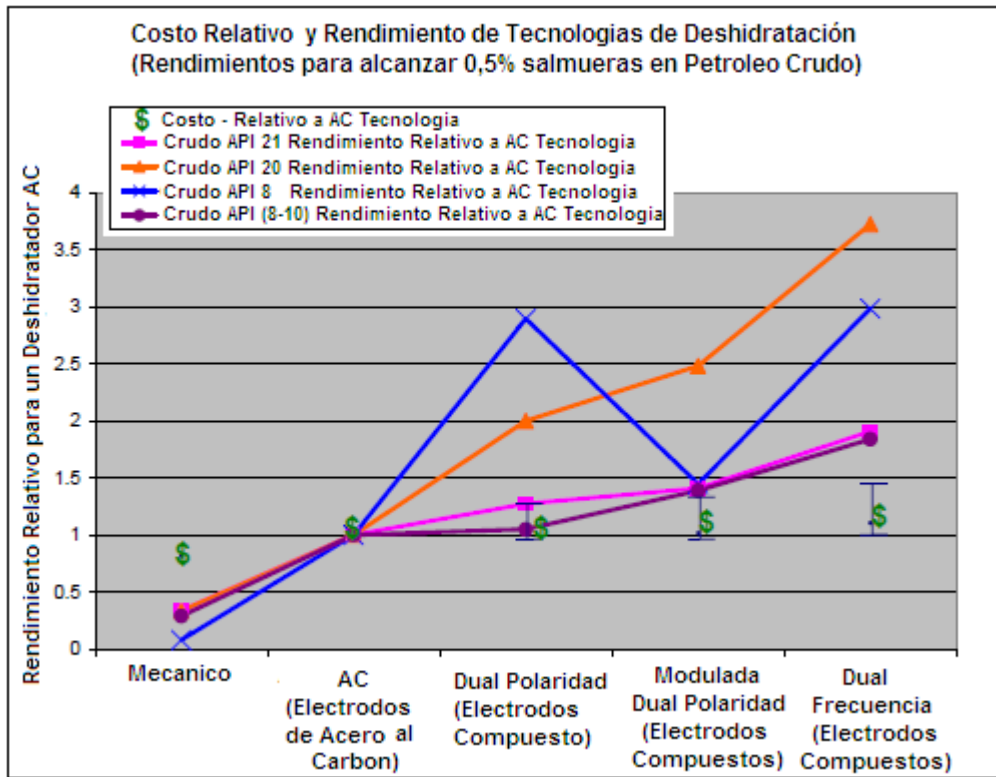


Figura 80: Costo Relativo y Rendimiento de Tecnologías de Deshidratación tomando como base la Tecnología AC. (Ref. William H. Thomason/SPE, David J. Blumer/SPE, Probjot Singh/SPE, and David P. Cope, ConocoPhillips, NATCO Advanced Electrostatic Technologies for Dehydration of Heavy Oils (2005)).

Las otras curvas muestran el funcionamiento relativo de las tecnologías de electrostática deshidratación con referencia a la tecnología de electrostática deshidratación de AC para la producción de emulsión que alcanza 0,5% BS&W. Notando que el cambio relativo en la producción aumenta perceptiblemente más rápidamente que el costo para las tecnologías electrostática deshidratación más avanzadas. También se observa que el funcionamiento relativo de la producción de los crudo API 21 y API 8-10 es similar. Los datos de la producción para los sistemas mecánicos no fueron medidos y se presentan solamente para la referencia general. Algunos fueron estimados y algunos se basan en diseño de sistema de campo con diversos tratamientos químicos.

La figura 81 presenta los costos de capital estimados por barril de crudo por día para la deshidratación de emulsiones de crudo API 21 y API 8. Estos costos fueron desarrollados dividiendo los costos de capital del sistema de electrostática deshidratación por la producción estimada de las pruebas piloto y de la sección cruzada efectiva de el recipiente tratador 14' x 80'.

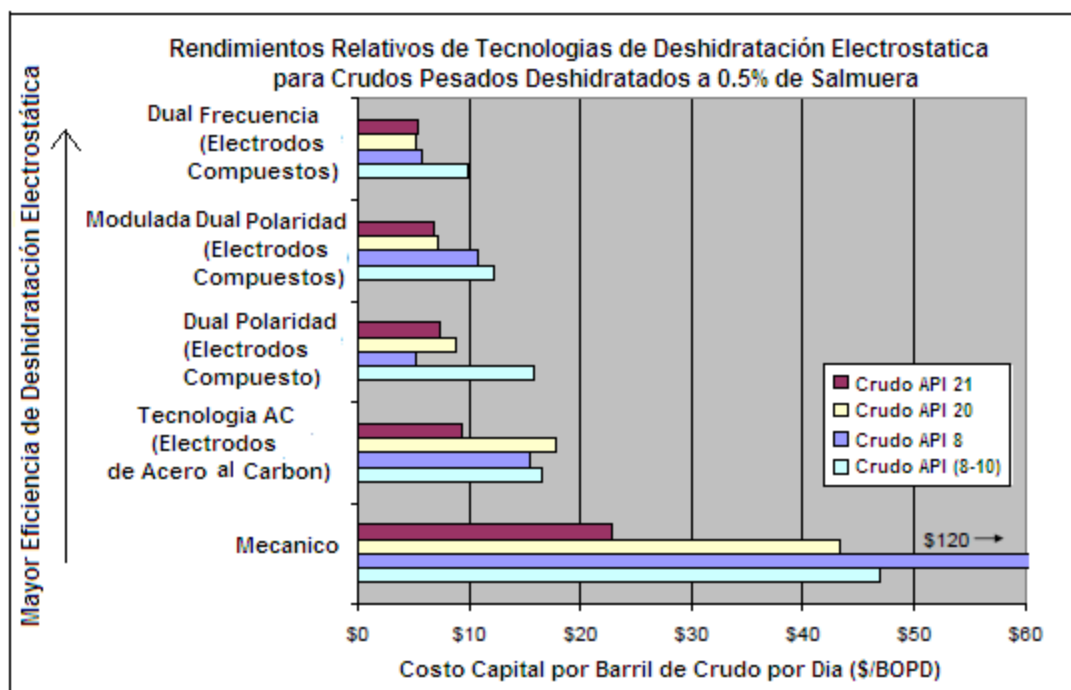


Figura 81: Costo por Barril de Crudo por Dia dependiendo la Tecnología Electrostatica de Deshidratación (estimada). (Ref. William H. Thomason/SPE, David J. Blumer/SPE, Probjot Singh/SPE, and David P. Cope, ConocoPhillips, NATCO Advanced Electrostatic Technologies for Dehydration of Heavy Oils (2005)).

Con el fin de este estudio solamente los costos de capital fueron considerados. El mismo calentamiento y químico usado fue asumido. La optimización de la deshidratación también incluiría en la práctica requerimientos de calor, uso de químicos, calidad en el agua separada, y valor del crudo. Cummings, C. B, and Engelman, C. E. (1969).

Conclusiones

- Las pruebas de escala piloto alcanzaron 2 a 4 veces la producción del separador (con la misma calidad del crudo de salida) con la avanzada tecnología electrostática deshidratación relativa a la tecnología convencional AC electrostática deshidratación para las emulsiones de crudo que tienen API's de 21 y 20.
- Las pruebas de escala piloto alcanzaron 2 a 4 veces la producción del separador (con la misma calidad del crudo de salida) con la avanzada tecnología electrostática deshidratación relativa a la tecnología convencional AC electrostática deshidratación para las emulsiones de crudo que tienen API's menores de 10. Estos dos crudos ofrecen un mayor desafío a la deshidratación.
- el control del pH puede ayudar considerablemente a la separación de salmuera para muchos petróleos pesados.
- Las tecnologías avanzadas de electrostática deshidratación deben ser consideradas en el diseño de los sistemas de la deshidratación para los crudos o aceites pesados.

11. Breve Descripción de Equipos de Deshidratación Electrostática de Crudo (NATCO)

AC – Convencional & Campo-profundo

DC (Solo con productos refinados) (Existe pero no se encontró descripción del equipo)

Dual Polaridad o Combinación AC/DC

Modulada Dual Polaridad (Existe pero no se encontró descripción del equipo)

Dual Frecuencia

Electro-Dinamico Desalador

11.1 AC – Convencional & Campo-profundo

AC Corriente alterna Deshidratación Electrostática y Desalador

El petróleo crudo en la cabeza del pozo consiste en una corriente que contiene sales del aceite, disueltas de agua, gas y sedimento en cantidades que varían. La experiencia única del NATCO está en el diseño y el suministro de equipo de proceso para separar la corriente del pozo en sus fases y componentes y luego tratar cada fase. El proceso puede quitar sales no deseadas y agua de la corriente del aceite, producir un petróleo crudo estabilizado y condicionar el gas y el agua de efluente, permitiendo a ellos para ser eliminado o usados de otros modos, por ejemplo, el combustible o la nueva inyección.

Un tren de proceso típico incluiría separadores de fase y posiblemente calentando para producir un petróleo crudo estabilizado. La adición de deshidratador electrostático, en el tren de proceso permite para la producción de un petróleo crudo estabilizado que encontrará la especificación del usuario final con el contenido bajo de sal y agua.



Fig No.82 15,000 bpd TriGridmax Desalador para Crudo Ashland en Nigeria
Ref. TriGrid and TriGridmax Electrostatic Dehydrators and Desalters (Natco)

El Deshidratador y el diseño son tal que es ideal para funcionar en situaciones sujetas al movimiento como sobre FPSOS o plataformas semisumergibles, las cuales son sujetas al movimiento ondulatorio.

El diseño fue probado con unidades que funcionan en la mayor parte de ambientes de pruebas como Mar del Norte, Océano Atlántico y el Sur Mar Chino.

Los conocimientos de diseño tienen una amplia gama de deshidratadores electrostático y desaladores para tratar, de manera eficiente y económicamente, la gama líder mundial de petróleos crudos. La utilización de tamaños de recipientes diferentes, números diferentes y tipos de unidades de fuerza juntos con varios arreglos de rejilla de electrodos diferentes, los diseños a la medida encuentran el funcionamiento más riguroso y cifran exigencias.

Para caudales típicamente menores de 50,000 bopd el equipo o el sistema por lo general son seleccionados para dar un alto rendimiento para una rejilla de electrodo dada el área y el rendimiento dado del aceite con el sistema más económico eléctrico.

Cada sistema utiliza un sistema de tres rejillas horizontal eléctrico, con rejillas vivas superiores e inferiores y una rejilla media, proporcionando un campo de corriente alterna profundo. El petróleo crudo es alimentado en el deshidratador/desalador usando un cabezal de distribución que es colocado bajo la rejilla eléctrica, asegurando el flujo por la corriente alterna el campo eléctrico. Sujetado al alto voltaje el campo electrostático, las gotas de agua se une y separan del aceite. El equipo usa un transformador monofásico y el equipo de campo profundo usa un especial transformador de fase para asegurar una carga equilibrada eléctrica sobre la fuente de energía de 3 fases.

La simplicidad del deshidratador y sistemas de electrodo se presta como la solución perfecta para el empleo en Deshidratador o Desalador sujeto al movimiento como puede ser el caso a cierta distancia de la costa (offshore).

Las mejoras y modificaciones de la tecnología pueden ser aplicadas para mejorar sistemas existentes para aumentar la capacidad o mejorar el funcionamiento sin la adición de nuevos recipientes de presión. Esto proporciona la remota ventaja que los sistemas pueden ser modificada y aplazar en el servicio dentro de unos días y no en meses que típicamente requerirían para instalar nuevas unidades adicionales.

El deshidratador y sistemas pueden ser usados para aumentar el funcionamiento y la capacidad de voltaje convencional del Deshidratador y Desalador y al mismo tiempo bajar gastos químicos.

Como trabaja un Deshidratador/Desalador electrostático.

El petróleo crudo humedo es alimentado en el Deshidratador/Desalador por los cabezales de distribución, que asegura el flujo por la unidad tal que ninguna sección de la unidad es sobre o bajo cargada. Esto da el retiro máximo de agua libre, y sales disueltas, de un crudo en el tiempo más rápido posible.

Los cabezales son colocados en la fase del aceite debajo de la rejilla eléctrica que es el corazón del proceso electrostático. El petróleo crudo humedo fluye uniformemente encima de por la rejilla y es expuesto a una corriente alterna intensa el campo electrostático creado por la carg de alto voltaje impuesto a los electrodos de rejilla. El campo electrostático ayuda las pequeñas gotas de agua para la coalescencia para formar gotas más grandes del petróleo crudo. Las gotas de agua se caen al interface del aceite-agua, y son removidas bajo el control de nivel. El crudo limpio y aumento de crudo seco en el tope del recipiente donde este es recolectado y removido.

La posición de diseños del deshidratador y el espacio las rejillas eléctricas para asegurar el consumo de electricidad óptimo y maximizan el tiempo de residencia del petróleo crudo, en el campo electrostático, así permitiendo a las gotas de agua más tiempo para la coalescencia y separarse del petróleo crudo. El arreglo de posiciones del cabezal, la disposición del electrodo y la posición de nivel de interfaz ha probado, en el campo, la capacidad de los sistemas del desidratador de manejar y resolver petróleos crudos totalmente emulsionados con cortes de agua superior al 30 %.

El alto voltaje impuesto a las rejillas es alcanzado por transformadores, el voltaje de un suministro de corriente alterna estándar es hasta un voltaje de 14,000 a 22,000 voltios que usan una Unidad de Poder y un ensamble de conexión de alto voltaje eléctricamente certificada para el empleo en áreas peligrosas. En el diseño del deshidratador la conexiones eléctricas de la unidad de fuerza y las conexiones de rejilla de electrodos únicas aseguran una carga equilibrada eléctrica sobre las tres fases del suministro eléctrico.



Figura No. 83 Detalle de deshidratador de AC Ref. TriGrid and TriGridmax Electrostatic Dehydrators/Desalters (Natco)

Las unidades de fuerza expresamente son diseñadas para deshidratar/desalar aplicaciones donde las rejillas pueden ser cortas-circuitadas por excesiva agua en el petróleo crudo.

El 100 % reactancia en la unidad asegura que en tales circunstancias las unidades pueden quedarse la línea segura, hasta que sea limpiado, sin cerrar el proceso (en electrónica se denomina reactancia a la oposición ofrecida al paso de la corriente alterna por inductores (bobinas) o condensadores y se mide en Ohms. Los otros dos tipos básicos de componentes de los circuitos, transistores y resistores, no presentan reactancia).

Dependiendo de la calidad del producto ordinario requerido y la salinidad de la alimentación pueden requerir más que una etapa de desalar. El sistema de desalado es capaz de reducir el contenido de sal tan bajo como 1 ppm. Sistemas de desalado multietapas tienen dos o más recipientes desaladores en serie. Los sistemas trabajan introduciendo el agua fresca de lavado en la corriente de crudo inmediatamente corriente arriba del último recipiente en el sistema. El producto crudo de salida y el agua del efluente de este recipiente son reciclados y son mezclados con el crudo que entra en el recipiente inmediatamente corriente arriba en el sistema. Esto es repetido con el agua de efluente de cada recipiente. TriGrid and TriGridmax Electrostatic Dehydrators and Desalters (Natco)

11.2 Dual Polaridad o Combinación AC/DC

La dual polaridad del tratador electrostático mejora la deshidratación de petróleo crudo

La dual polaridad del tratador electrostático es un método eficaz de deshidratación de petróleo crudo. Desde su introducción en los años 1970, esto ha dejado fuera a los tratadores electrostáticos de corriente alterna en cientos de usos. Este tratador proporciona temperaturas de funcionamiento inferiores, alta velocidad de procesamiento, y más abajo BSW (% de agua y sedimento en el crudo) contenido, manejando volúmenes más grandes en un más pequeño recipiente.

El innovador diseño de corriente alterna / corriente directa acelera la coalescencia, mejora la eficiencia del tratador electrostático de dual polaridad, consiste en un recipiente a presión con una sección de caletamiento/desgasificación y tubos de calentamiento (firetubes), una caja de excedente del aceite, y una sección de coalescencia con medidores de orificio distribuidos (figura 84). En lugar de la corriente alterna convencional (AC) el sistema eléctrico (tratador de dual polaridad) usa un sistema tanto con campos de corriente continua como con la corriente alterna. AC/DC.

La emulsión de petróleo crudo entra en el tratador de Polaridad Dual y fluye hacia abajo sobre una capilla del baffle. El agua libre se separa inmediatamente y no es calentada, esto aumenta la eficacia del calentador y ahorra el combustible.

El aceite y la emulsión son calentados, como esto fluye por encima del baffle, pasando por los tubos de calentamiento (firetube). Gotas de agua grandes coalescen y se separan por gravedad, mientras pequeñas gotas de agua siguen con el aceite como esto fluye en la sección del coalescedor. Entonces, estas gotas de agua remanentes son sujetas a la corriente alterna / corriente directa en el campo electrostático, causando entonces la coalescencia (unión de gotas) y colocándose en la parte inferior del recipiente.

La dual polaridad supera los sistemas de campo simple (AC). Usan el mismo suministro de corriente alterna como un convencional tratador electrostático, el tratador de Dual Polaridad divide el alto voltaje, con rectificadores, en componentes positivos/negativos. Los pares de platos (placas) de electrodo son cargados opuestamente. Las gotas de agua que entran en el campo son alargadas y atraídas a uno u otro plato (placa), aceptando la carga de la de electrodo al que ellos se acercan.

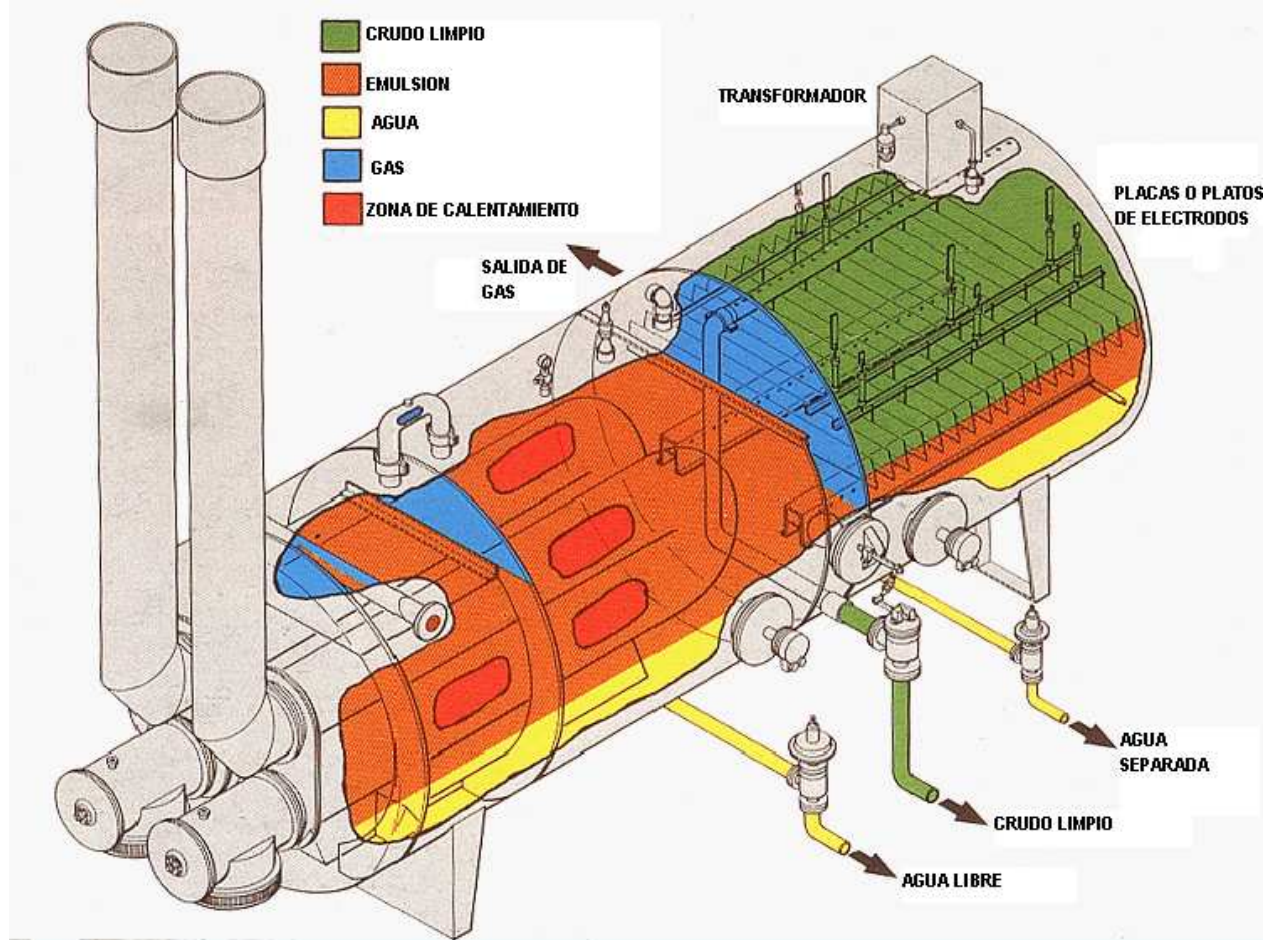


Figura 84: Esquema de un deshidratador de dual polaridad Ref. Dual Polarity® Electrostatic Treater improves crude oil dehydration

Las ventajas de este diseño único son:

- El campo de dual polaridad entrega dos veces el voltaje de un campo de corriente alterna, mientras que usa la misma fuente de energía y requerimientos del transformador de una campo de corriente alterna.
- A causa de la polaridad que no cambia (constante) de la corriente continua, las gotas de agua tienen el tiempo para responder al emigrado entre electrodos. El movimiento es prácticamente inexistente en un fluido de corriente alterna puro debido al muy corto ciclo de duración.

- Una vez que las gotas de agua se acercan a uno de las placas de electrodo, ellos se cargan con la carga estática del alto voltaje que está sobre la placa. En un campo de AC (corriente alterna) puro ninguna carga neta es impartida a las gotas de agua; sólo la atracción de polarización está disponible para causar la coalescencia (fusión).

Las fuerzas del campo de corriente continua (DC) en las gotas de agua entran en curso de colisión para la coalescencia más rápida. En una emulsión que contiene miles de gotas de agua, aproximadamente la mitad aceptarán cargas positivas y otra mitad negativa. Las partículas son electro-cineticamente conducidas hacia la placa de carga estática opuesta de enfrente y se unen (coalescen). Cuando ellas son bastante grandes, la gravedad vencerá el campo de corriente continua que los suspende entre las placas, y ellas se caen a la fase de agua (Figura 86,87,88).



Figura 85

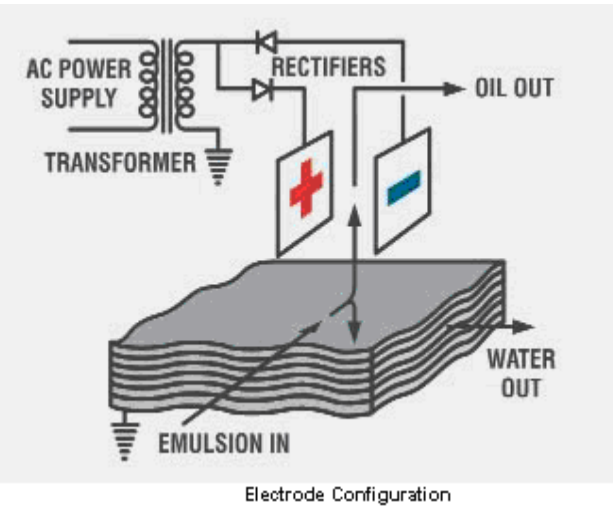


Figura 86

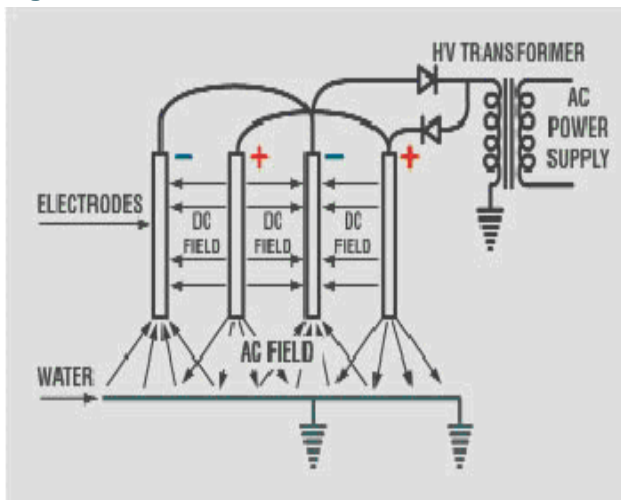


Figura 87

Ref. Dual Polarity® Electrostatic Treater improves crude oil dehydration

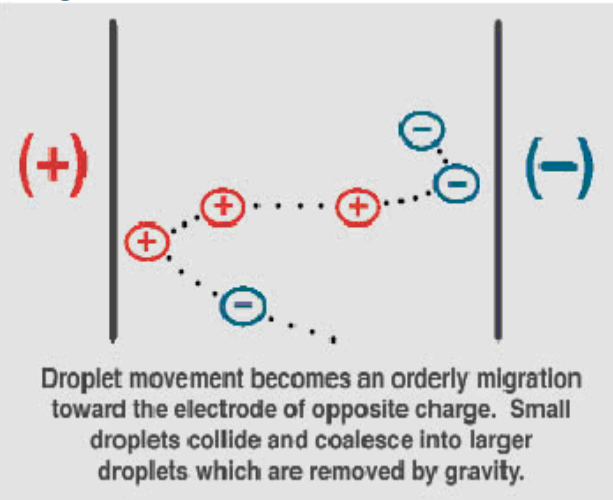


Figura 88

El movimiento de las gotas se convierte en una migración ordenada hacia el electrodo de la carga opuesta. las pequeñas gotitas chocan para unirse en gotitas más grandes las cuales serán removidas por la gravedad.

El sistema electrostático de deshidratación (Fig. 86,87,88) es un método eficiente para quitar la alta agua de la formación de la salinidad de la corriente del petróleo crudo. Este proceso confía en el establecimiento de un campo eléctrico de la AC del alto voltaje en la fase del aceite del Separador deshidratador / desalador. El campo eléctrico impone una carga eléctrica ante las gotas de agua

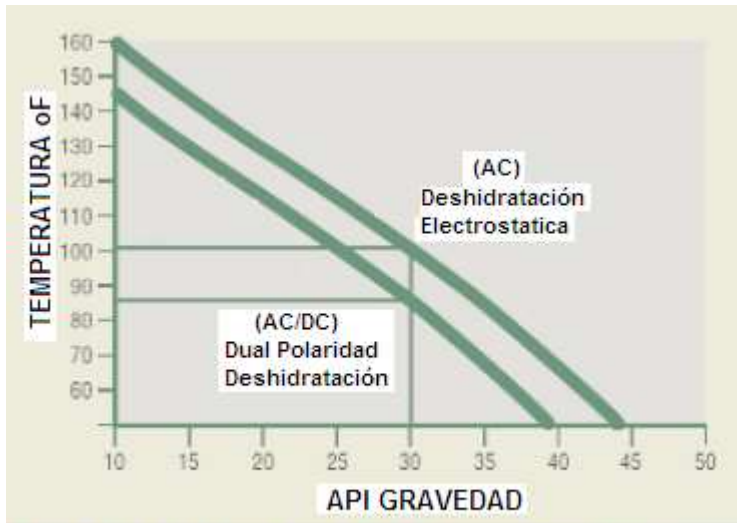
arrastradas en la corriente del aceite, así haciéndolas oscilar mientras que pasan a través de los electrodos.

Durante esta oscilación las gotas se estiran o se alargan y después se contraen durante la revocación del campo eléctrico imponente de AC. Durante esta agitación las gotas de agua co-mezclan (coalescencia) y se unen en gotas del suficiente tamaño para emigrar, por gravedad, nuevamente dentro de la fase de agua en la parte baja del separador para la disposición.

Ventajas

Temperaturas de funcionamiento Inferiores significa costo de combustible inferior.

El tratador de dual polaridad electrostático son diseñados para manejar en temperaturas 15 ° F más abajo que un tratador convencional electrostático. La electrostática de dual polaridad asegura (preve) más deshidratación completada. Por consiguiente, esto puede procesar en viscosidades más altas, lo cual significa menos calor requerido para bajar la viscosidad del crudo en condiciones de proceso. Esto proporciona ahorros importantes en gastos de combustible para cualquier gravedad de petróleo crudo. Por ejemplo, con 32.5 ° API gravedad en 10,000 bopd y 1,000 bwpd, el tratador de dual polaridad alcanza los 15 °F en la reducción de la temperatura. Esto produce un ahorro de 1,156,250 btu/hr. 60% en la transferencia de calor, esto causa un ahorro de combustible de 46,250 scf/day (ft3/dia) (la Figura 89).
Ref. Dual Polarity® Electrostatic Treater improves crude oil dehydration

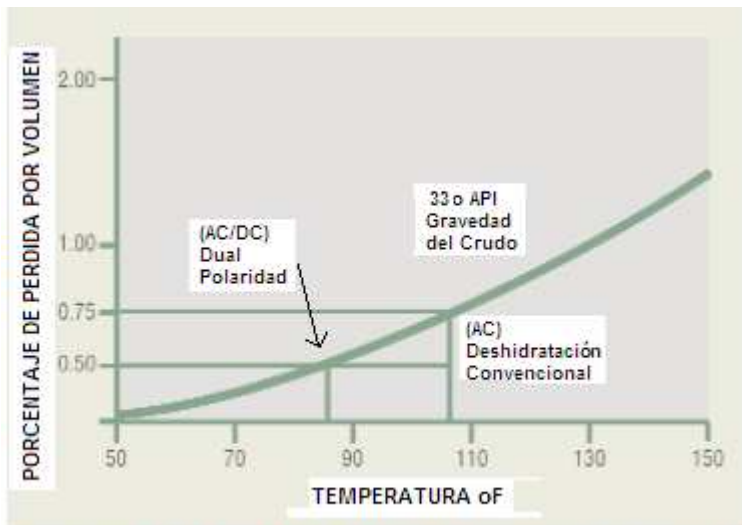


Disminución de Temperatura de Operación

Figura 89: Disminución Temperatura de Operación Ref. Dual Polarity® Electrostatic Treater improves crude oil dehydration

El tratador electrostático de dual polaridad puede operar en la temperatura de entrada mínima del crudo a la entrada, causando ahorros adicionales de combustible y eliminando la necesidad de un sistema de calentamiento en el recipiente.

También reduce la pérdida de volumen, produce más aceite para venta. La temperatura de operación bajas (inferiores) del tratador electrostático de dual polaridad también causa menos vaporización y pérdidas finales de ligeros de aceite. Usando el mismo ejemplo de 10,000 bopd, la disminución del 0.25 % en la pérdida de vapor, alcanzada por el tratador dual polaridad, quiere decir un aumento de 25 bopd producidos (Figura 90).

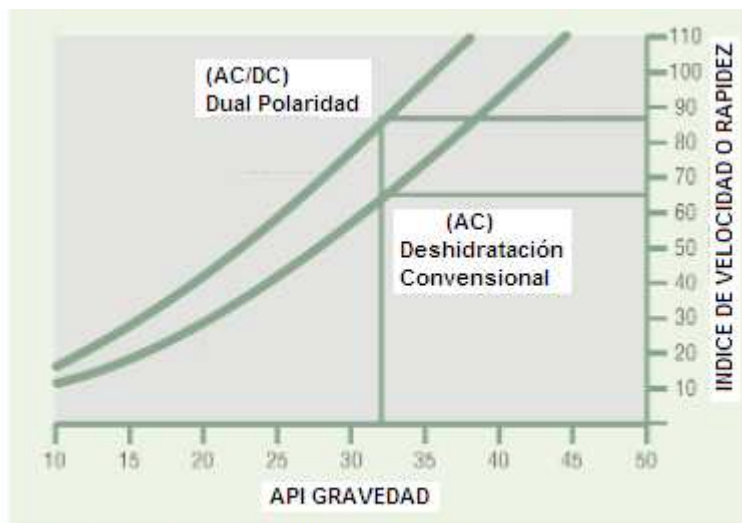


Porcentaje de pérdida por Volumen vs. Temperatura

Figura 90: Porcentaje de pérdida por Volumen vs Temperatura Ref. Dual Polarity® Electrostatic Treater improves crude oil dehydration

Incremento en la velocidad del rendimiento

El tratador de dual polaridad electrostático requiere menos espacio porque el recipiente puede manejar caudales mucho más altos que tratadores convencionales. El proceso de dual polaridad crea gotas más alargadas o grandes que unidades de corriente alterna convencionales. Estas gotas caen por el flujo de la emulsion opuesta mas fácil, asi mas aceite puede se procesado en un recipiente de tamaño dado. Por ejemplo, con 32.5 ° API gravedad de crudo, el aumento de rendimiento con un tratador dual polaridad está el 29 % encima de 70 a 90 como mostrado en la Figura 91. Esto quiere decir que el tratador de dual polaridad es ideal para plataformas de producción en el exterior (offshore), almacenamiento en operaciones árticas y para terminales donde volúmenes grandes son manejados.



Rapidez o velocidad Incrementada

Figura 91: Rapidez o Velocidad Incrementada Ref. Dual Polarity® Electrostatic Treater improves crude oil dehydration

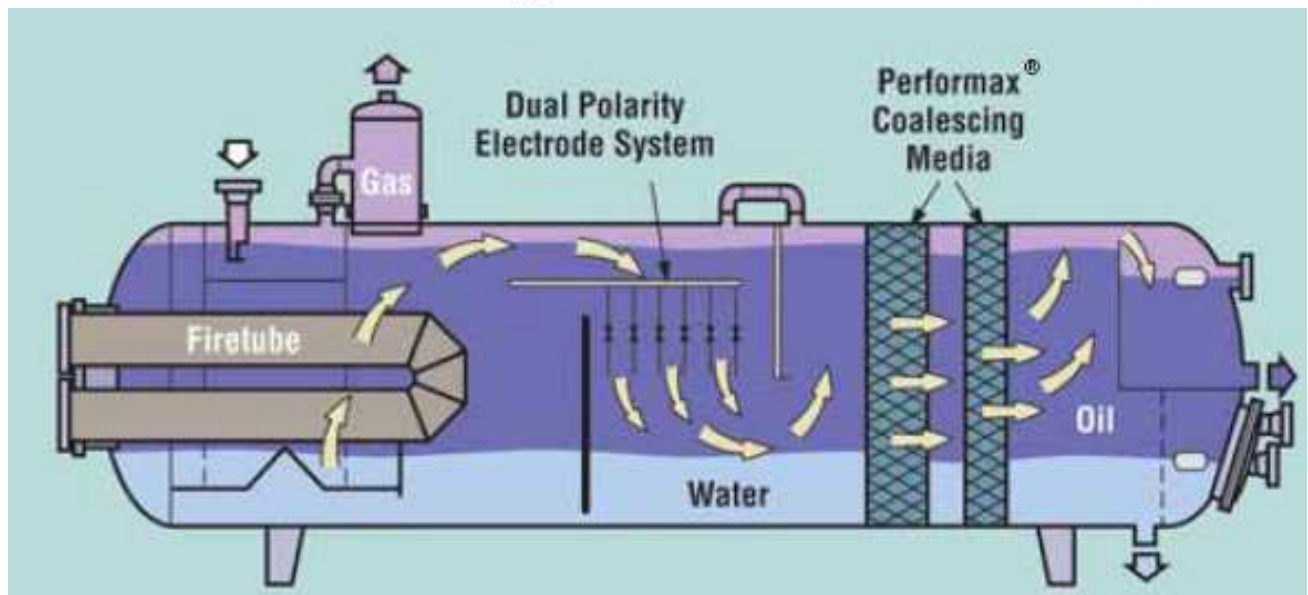
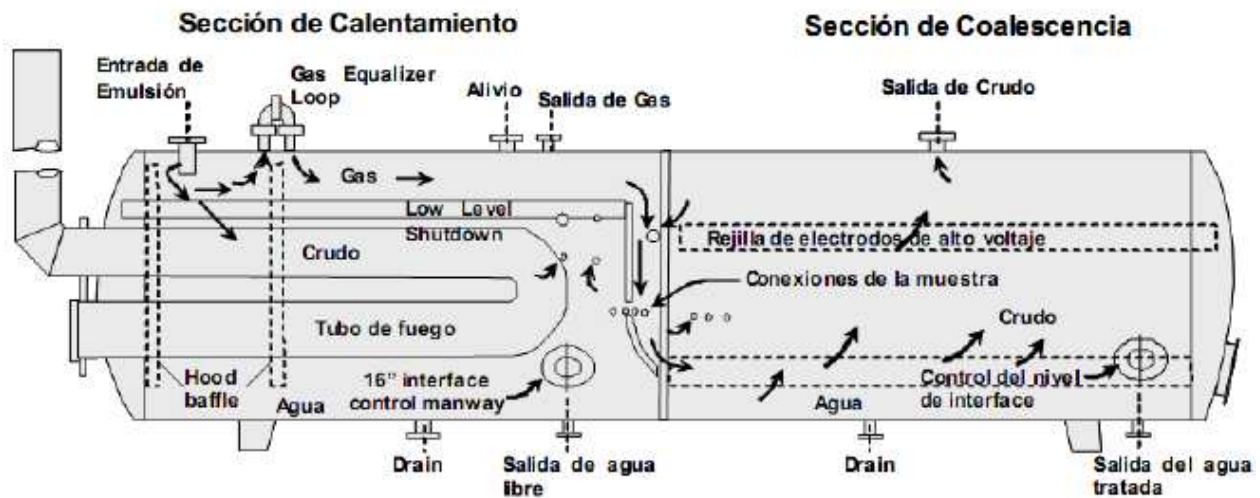


Figura 92 y 93: Esquema de un deshidratador de dual polaridad. Ref. Dual Polarity® Electrostatic Treater improves crude oil dehydration

En la Fig. 92 y 93 se muestra un esquema del equipo de deshidratación de crudo de la compañía Natco, que utiliza el método de dual polaridad para separar la mezcla de crudo-agua y gas que se produce durante el proceso de separación.

Dependiendo del tipo de aceite y de la disponibilidad de recursos se combinan cualquiera de los siguientes métodos típicos de deshidratación de crudo: Químico, térmico, mecánico y eléctrico. En general, se usa una combinación de los métodos térmicos y químicos con uno mecánico o eléctrico para lograr la deshidratación efectiva de la emulsión W/O Water/Oil (agua-crudo)

Los procesos de deshidratación electrostática consisten en someter la emulsión a un campo eléctrico intenso, generado por la aplicación de un alto voltaje entre dos electrodos. Este dispositivo, generalmente tiene características similares a los de los equipos de separación mecánica presurizados, añadiendo a éstos el sistema de electrodos y de generación de alto voltaje. La aplicación del campo eléctrico sobre la emulsión induce a la formación de dipolos eléctricos en las gotas de agua, lo que origina una atracción entre ellas, incrementando su contacto y su posterior coalescencia. Como efecto final se obtiene un aumento del tamaño de las gotas, lo que permite la sedimentación por gravedad.

Un deshidratador electrostático está dividido en 3 secciones, figura 92 y 93. La primera sección ocupa aproximadamente el 50% de su longitud y es llamada "Sección de calentamiento". La segunda sección es llamada "Sección central o control de nivel" y esta ocupa por alrededor del 10% de su longitud ubicada adyacente a la sección de calentamiento. La tercera sección ocupa el 40% de la longitud del deshidratador y es denominada "Sección de asentamiento" del agua suspendida para producir crudo

limpio. Las parrillas de electrodos de alto voltaje están localizadas en la parte superior del recipiente, arriba de la interfase agua-aceite. Ref. Dual Polarity® Electrostatic Treater improves crude oil dehydration



Figura 94: Tipico Tratador de Dual Polaridad Electrostatico Ref. Dual Polarity® Electrostatic Treater improves crude oil dehydration

Los deshidratadores electrostáticos Fig. 94, 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 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 provocan menores problemas de corrosión e incrustación.
- Más crudo a las venta
- Un petróleo bruto más alto de gravedad a la venta
- Bajo uso del combustible
- Consumo químico reducido
- Menos petróleo bruto inventariado o en proceso en el tratador
- Productos vendidos, no almacenados
- Cortes más bajos de BS&W (% contenido de agua y sedimentos en el crudo)
- Un mejor control del contenido del BTU del gas
- Recuperación rápida de imprevistos
- Tecnología avanzada, confiable y disponible

11.3 Dual Frecuencia

El tratador electrostático de dual frecuencia proporciona aprovechamiento en las mejoras de proceso 100 % sobre la tecnología existente establecidas.

La tecnología electrostática de dual frecuencia utiliza a un controlador de proceso propio (LRC) y el paquete de transformador trifasico para producir un campo electrostático personalizado que puede ser fácilmente optimizado para cualquier petróleo crudo. La tecnología proporciona mejoras de proceso al 100 % sobre la tecnología existente electrostática establecidas. Desde 1971, NATCO ha utilizado el proceso electrostático de dual polaridad para deshidratar y desalar el petróleo crudo mundial.

Hay tres componentes primarios que se empaquetan en un solo recinto aceite-llenado.

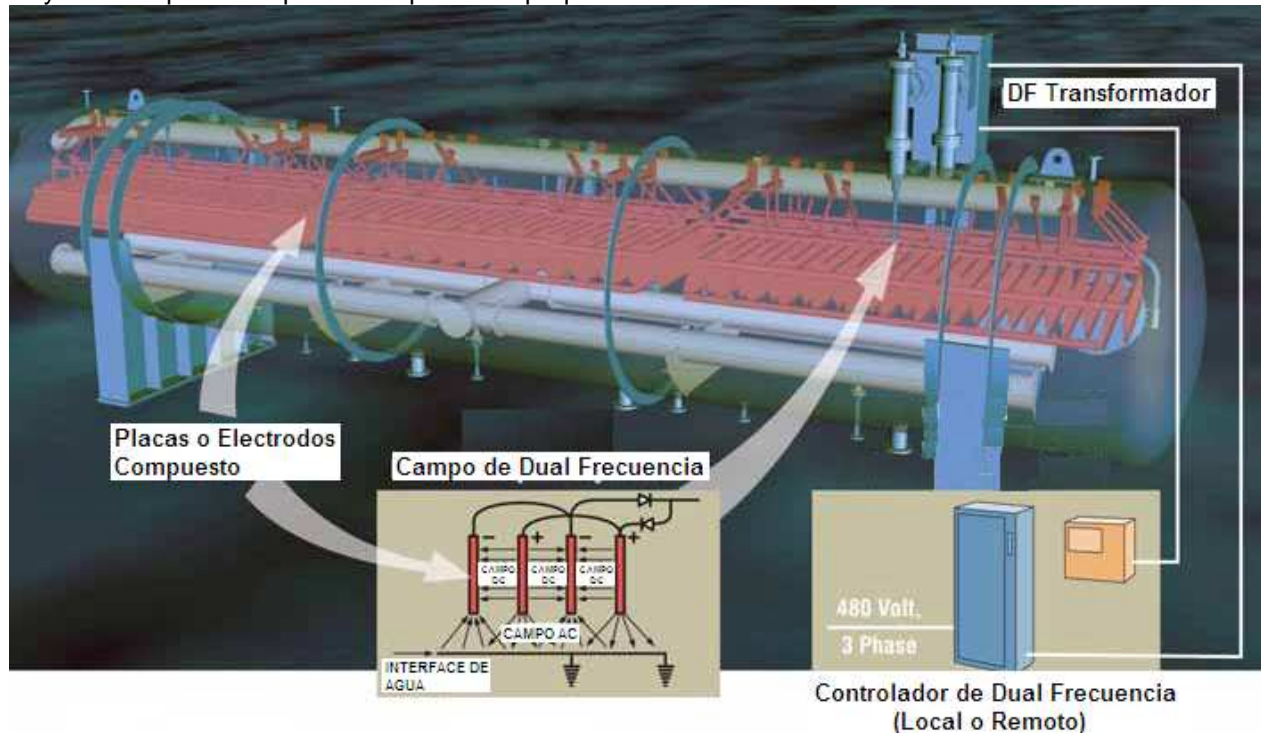


Figura 95: Esquema de un deshidratador electrostático de dual frecuencia Ref. Dual Frequency® Electrostatics provides process improvements approaching 100% over existing mainstream technology (Natco)

Primero es el transformador que es diseñado para funcionar en tres fases, 480 voltio (50/60 Hz). 480 voltios son condicionados para producir una amplitud variable y el suministro de voltaje de frecuencia variable para el primario del transformador. Para muchas instalaciones de campo, esto es una característica importante de la tecnología, esto permite una carga eléctrica balanceada.

Segundo, el transformador de frecuencia media provee el voltaje secundario incrementado, conocido o sabido para promover la coalescencia eficaz..

Tercero, el voltaje secundario es rectificado de modo que los voltajes polarizados puedan ser aplicados a los electrodos para crear los beneficios de tener tanto campos de corriente alterna como campos de corriente continua dentro del tratador, las ventajas que han sido probadas en más de 30 años de experiencia en campo con la tecnología de dual polaridad.

Como con la dual polaridad, un campo de corriente continua (DC) es creado entre los electrodos en el coalescedor de dual frecuencia, permitiendo a un movimiento de gotas direccional y la coalescencia eficiente. Ref. Dual Frequency® Electrostatics provides process improvements approaching 100% over existing mainstream technology (Natco).

Simultáneamente, un campo de corriente alterna es creado entre los electrodos y la tierra, permitiendo la excitación de máxima de las gotas, poniéndose en contacto y creciendo las gotas.

La utilización de un transformador de frecuencia supera el decaimiento del voltaje asociado a los transformadores convencionales de 50/60 hertzio. Tecnologías tradicionales electrostáticas en petróleos

crudos húmedos típicamente exponen el decaimiento de voltaje rápido o formar arcos. Este decaimiento reduce la eficacia del proceso de deshidratación tirando el voltaje más abajo que lo requerido para la deshidratación eficaz. Actuando con una frecuencia creciente, el regulador dual frecuencia reduce este decaimiento del voltaje y permite la deshidratación eficaz.

Tratamientos químico, temperatura, y las propiedades específicas del aceite y todas combinadas para crear una emulsión única que a menudo puede ser muy difícil de resolverse o procesarse. Para romper la emulsión, el sistema de dual frecuencia utiliza un regulador asistido por un ordenador que define el modelo y la magnitud de los voltajes que son aplicados a los electrodos. El regulador permite la selección de la forma y la magnitud de la onda de voltaje para alcanzar la coalescencia (fusión) " punto dulce " (sweet spot) para llevar al crudo a una efectiva y rápida coalescencia de gotas. Ref. Dual Frequency™ Compact Coalescer Launched by NATCO

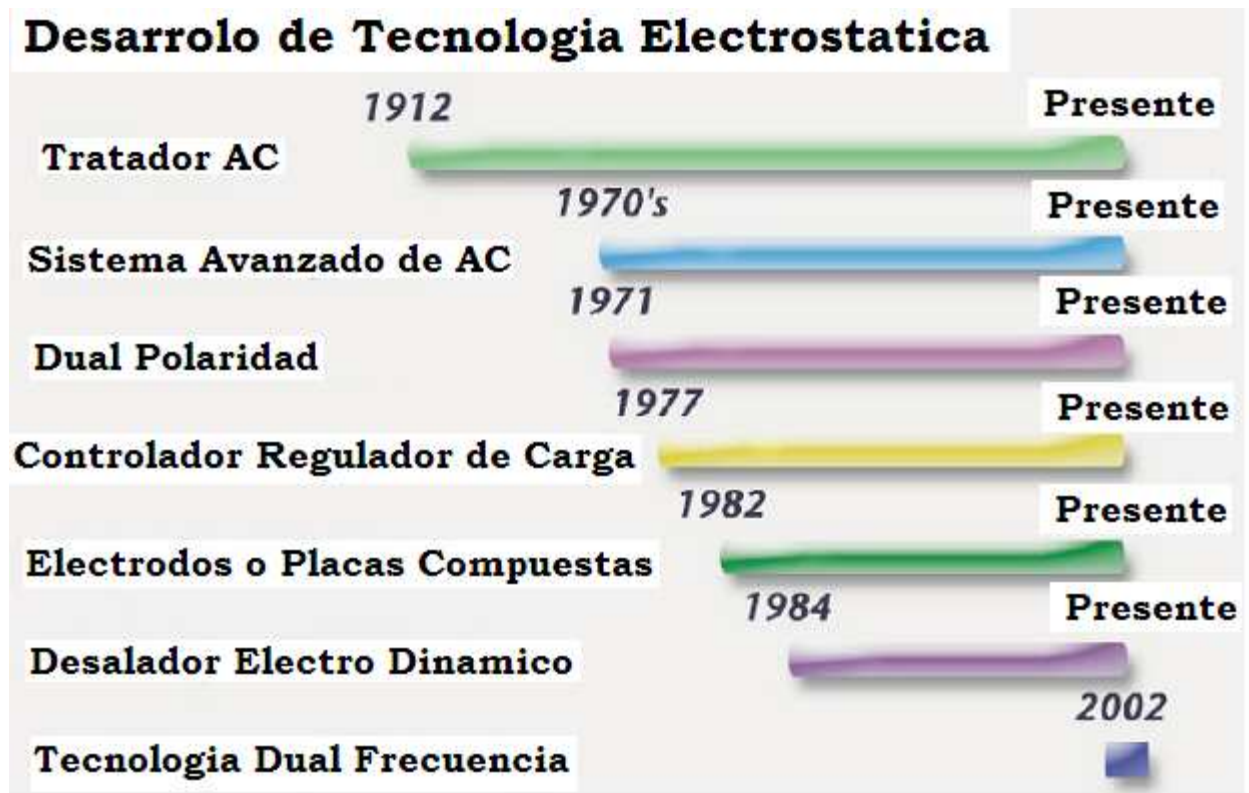


Figura 96: Evolución de las Tecnologías Electrostaticas para deshidratar crudo.
Ref. Dual Frequency™ Compact Coalescer Launched by NATCO

Las ventajas de la dual frecuencia electrostática deshidratación.

- Incremento de rapidez de flujo de aceite por un recipiente existente
- Salida inferior BS&W (% de agua y sedimento)
- Reducción de espacio.
- Bajo costo de operación
- Permite la reducción del consumo de sustancias químicas
- Permite el funcionamiento temperaturas de operación bajas
- Transformador balanceado de tres fases
- Un agua efluente más limpia, menos flóculo

Figura 97:

Ejemplo 65,000 BOPD, 27° API Crudo,
Entrada: 8% BS&W, Salida: 0.5% BS&W

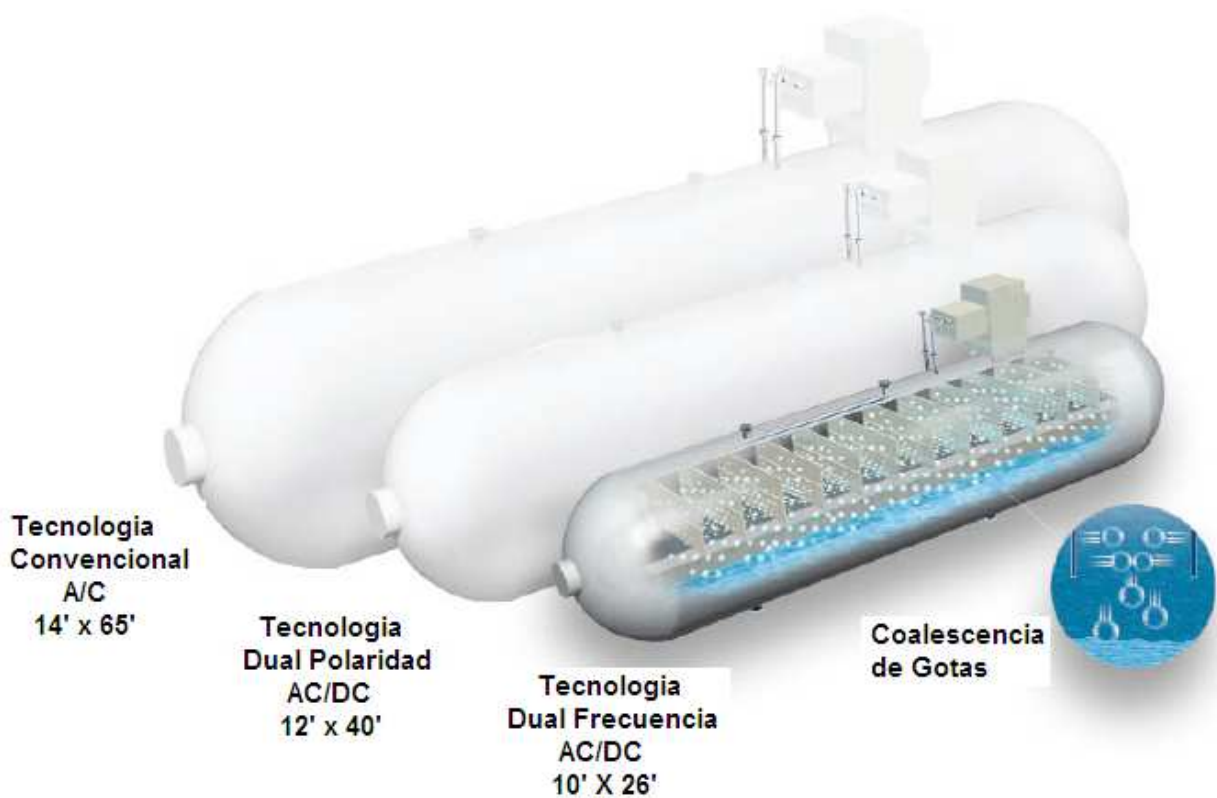


Figura 97: Comparación de dimensiones en tamaño de equipos de tecnología de deshidratación electrostática. Ref. Dual Frequency™ Compact Coalescer Launched by NATCO

Se muestra enseguida una foto de un equipo con tecnología de dual frecuencia instalado en Colombia, Figura 98.



Figura 98: Tecnología de deshidratación de dual frecuencia en Campo Rubiales en Colombia después de retrofit . Ref. Dual Frequency dehydration technology at Rubiales Field in Colombia

11.4 Electro-Dinamico Desalador

Desalador electrodinámico

Se combina más de medio siglo de deshidratación de petróleo crudo y 30 años de campo y refinería de experiencia en desalar para crear un nuevo proceso novedoso de la desalación del petróleo crudo. El nuevo proceso, desalador electrodinámico fue desarrollado para sustituir la mezcla convencional mecánica, el multi-recipiente, sistema organizado. El desalador electrodinámico logra esta tarea proporcionando múltiples fases de mezcla electrostática, coalescencia, e instalándose un recipiente solo que permite a la sal y a la eficiencia de la deshidratación acercarse al 100 %.

Cinco tecnologías de proceso fueron probadas por NATCO, unidas y estructuradas convencionalmente para proveer a la industria refinación la primera innovación electrostática real del diseño de la desalación sobre una década.

El desalador electrodinamico proporcionará dos etapas de eficiencias de desalación sin las inversiones de capitales o los requisitos de espacio excesivos mas comunes a estos sistemas.

Si se mejora o amplía una instalación existente o construye una nueva instalación, la tecnología nueva de desalación podría proveer el medio de reducir al mínimo gastos de instalación y considerablemente reducir gastos de operación.



Figura 99: Esquema de un Desalador Electro dinamico Ref. Electro-Dynamic®Desalter Field or Refinery: A Higher level of Desalting Performance

Pasos para un Desalado Exitoso:

- La dual polaridad del deshidratador electrostático:

El proceso aplica un alto gradiente, el campo de corriente continua sostenido entre los pares de electrodos, manteniendo un campo de corriente alterna entre los electrodos y la interfaz crudo/agua.

Resultados: Mejora dramáticas sobre la deshidratación de corriente alterna.

- Placa de electrodos compuestos :

Desarrollado para obtener un campo eléctrico que degrada.

Resultados: Coalescencia (fusión) de las más pequeñas partículas del agua, mientras que elimina la formación de arcos continuos debido a las emulsiones altamente conductoras.

- El regulador proporcional de carga :

Desarrollado para regular el flujo de corriente eléctrica y para proporcionar corriente eléctrica autoajustable nivelada para la optimización de la coalescencia electrostática.

Resultados: Retiro óptimo de la sal sobre una amplia gama de los materiales de alimentación.

- El Proceso de dilución de agua de Flujo Contrario :

Desarrollado para aumentar la dilución agua/produciendo agua, y el contacto de partículas.

Resultados: reduce la rapidez de dilución de agua proporcionando eficiencia máxima de extracción.

- El Proceso de Mezcla Electrostático :

Incorporado para proporcionar multicontacto gradual.

Resultados: Mezcla de eficacia próximas al 100 % permitiendo al usuario reducir consumo de emulsión química.



Figura No. 100 esquema de un desalador electrostático Ref. Electro-Dynamic@Desalter Field or Refinery: A Higher level of Desalting Performance

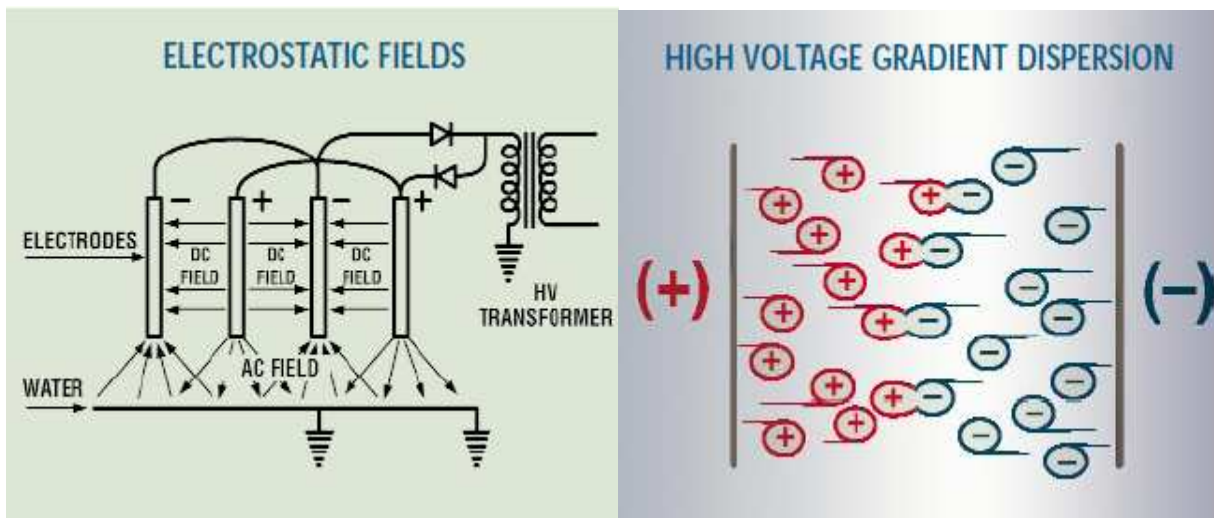


Figura 101 y 102 Esquema del arreglo de electrodos en un desalador con dual polaridad tecnología Ref. Electro-Dynamic@Desalter Field or Refinery: A Higher level of Desalting Performance

Aumento en la eficiencia operativa mientras reduce costos operativos

El desalador electrodinámico, bajo una variedad de condiciones, puede:

- Modificación para mejorar su sistema de una sola etapa al funcionamiento de dos etapas.

- Aumento en los niveles de retiro de la sal sobre cualquier otro proceso de recipiente simple o de una etapa.
- Doblan la capacidad de sistemas en dos etapas.
- Reduce costos de inversión iniciales para nuevas instalaciones.
- Permiten cortes más altos de admisión de agua durante condiciones de operación manteniendo exigencias de efluente especificadas.
- Mejoran la calidad de agua de efluente.
- Disminuyen el consumo químico.
- Mejoran la eficacia de la mezcla.
- Reducen exigencias de agua de dilución a tan bajo como el 1.5 por ciento de la alimentación volumétrica.
- Incrementa la eficiencia en el retiro de sal.
- Requieren menos espacio.
- Proporciona capacidades de deshidratación mejoradas.

Desalador electrostático

Diagrama de Flujo de 2 Etapas

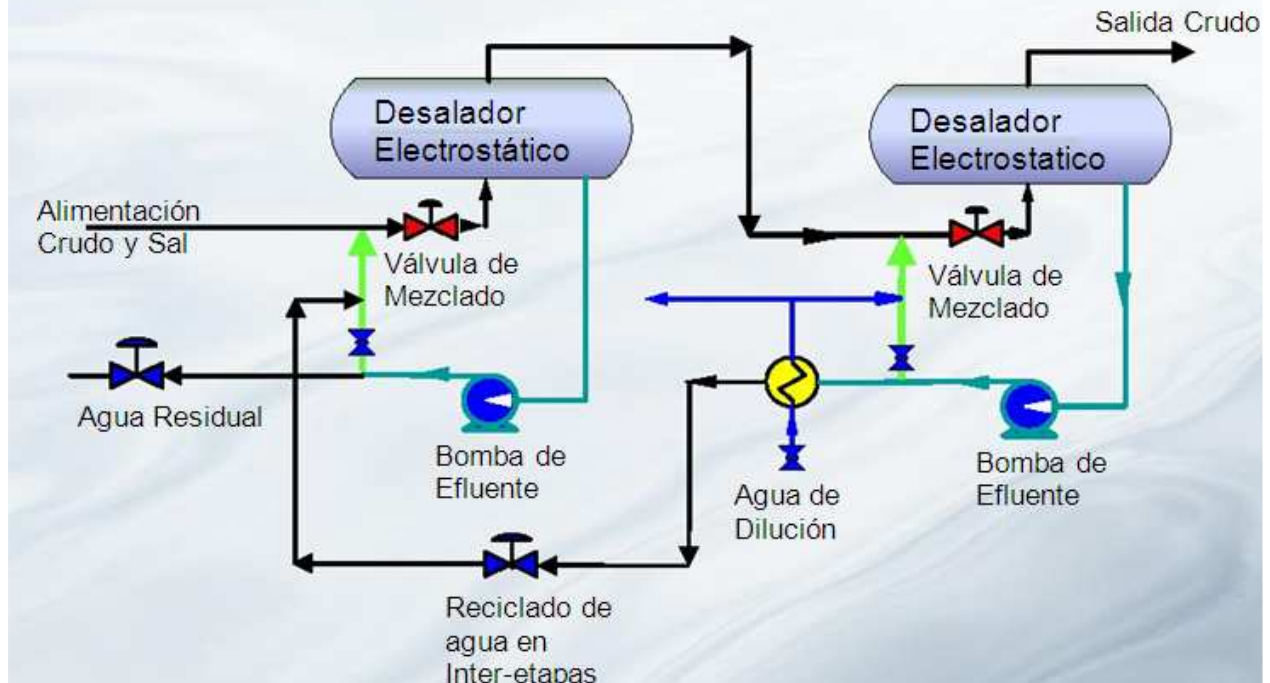


Figura 103: Diagrama de flujo de desalador electrostático de 2 etapas (Ref. Sams, Gary W. and Wallace, Harry G., 2003. Field Trials Scheduled for New Dehydration Technology, Offshore Technology Conference, 15353. (2003)).

La eficiencia multi-etapa por un recipiente simple con un desalador electrodinámico

Un ejemplo probado de que ocurre por integración de los principios catalogados atrás, la situación típica debajo implica un caudal en 100 bod/f2 con un incremento de rapidez de crudo de 0.08 pulgadas/segundos. El desalador electrodinámico conservaría el petróleo crudo dentro de la sección de rejilla durante 188 segundos y proporcionaría 9 ciclos de extracción de mezcla/coalescencia/colocación en una rapidez de 21 segundos por ciclo.

La fase de mezcla mostrada está en 35,000 voltios. Se muestra la fase de la coalescencia (fusión) mientras que el campo de degradación responde a la reducción del voltaje. La fase de establecimiento o colocación se muestra con la fuerza en 16,000 voltios. Ref. Electro-Dynamic@Desalter Field or Refinery: A Higher level of Desalting Performance

Ciclo de Voltaje de un Desalador Electrodinámico Controlado por un Controlador Regulador de Carga

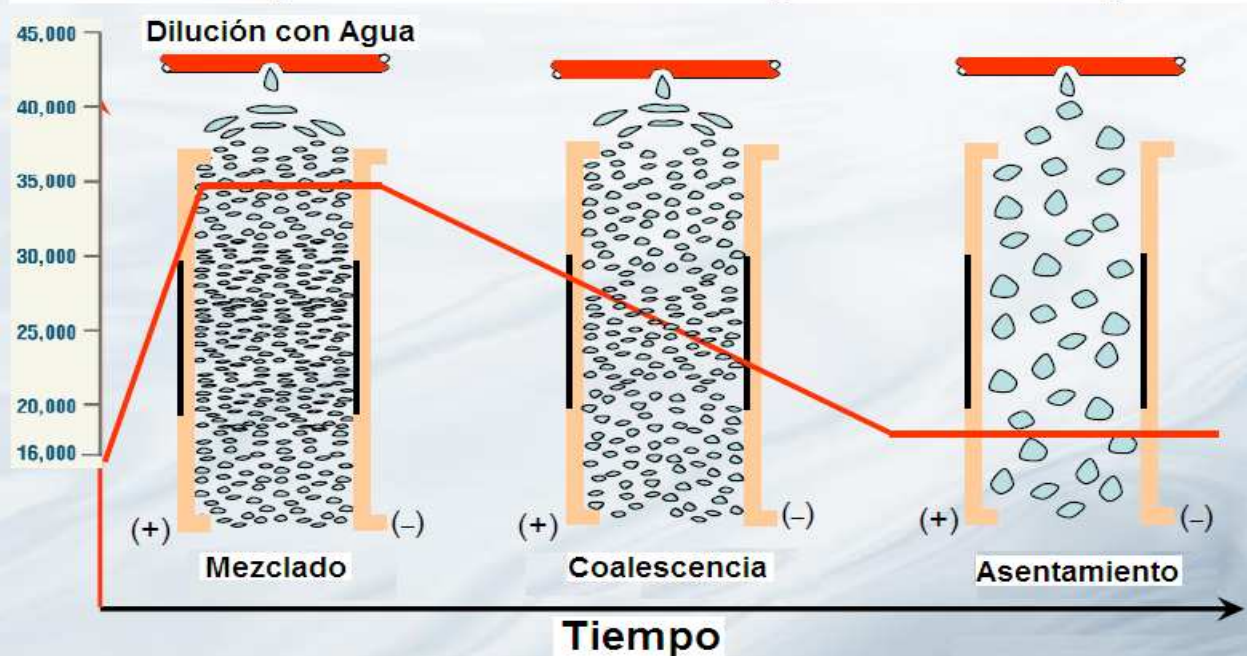


Figura 104: Ciclo de voltaje de un desalador electrostático (Ref. Sams, Gary W. and Wallace, Harry G., 2003. Field Trials Scheduled for New Dehydration Technology, Offshore Technology Conference, 15353. (2003)).

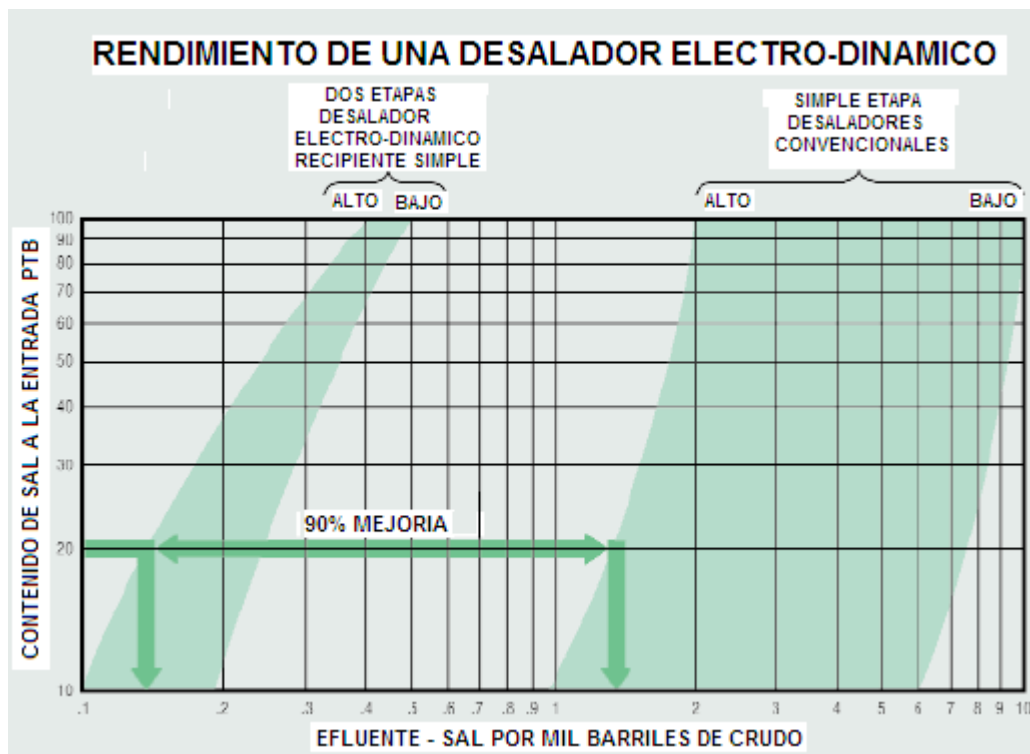


Figura 105: Rendimiento de una desalador electro dinámico (Ref. Electro-Dynamic@Desalter Field or Refinery: A Higher level of Desalting Performance (2002)).

PTB – libras de sal por mil barriles de petróleo crudo

Tecnología de desalación:

Un sistema puede desalar por dos métodos:

(1) deshidratación (y 2) dilución, o cambiando la concentración de solución producida de agua. La mayor parte de la sal (el 99.99 %) está en la solución en el agua, entonces el quitar el agua asociada con el aceite también quita la sal al mismo tiempo. Si la concentración de sal es muy alta, sin embargo, otra vez, pueden requerir varias etapas de deshidratación y dilución para encontrar la especificación. Esto es dependiente del corte de producción de entrada y la concentración de sal.

La capacidad de introducir el agua del dilución en la corriente de proceso sin crear una emulsión entonces incluso quita el 98% o más del agua asociada puede no resolver la especificación del contenido en sal del aceite. El paso siguiente es reducir la concentración de la sal en el agua asociada mezclándola con agua de dilución sin la sal (agua dulce) o una concentración más pequeña de sal (agua salobre) y al mismo tiempo desarrollando una mezcla homogénea entre el agua del dilución y el agua producida salobre es esencial para este diseño. Ref. [Electro-Dynamic@Desalter Field or Refinery: A Higher level of Desalting Performance](#)

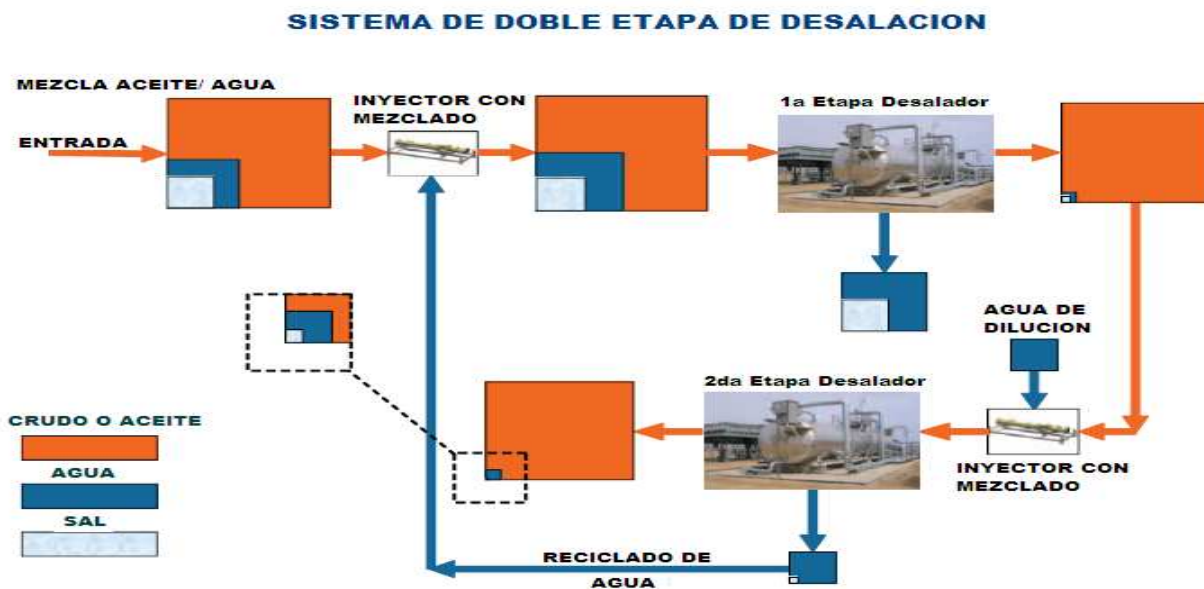


Figura 106: Sistema de doble etapa de desalación (Ref. Sams, Gary W. and Wallace, Harry G., 2003. Field Trials Scheduled for New Dehydration Technology, Offshore Technology Conference, 15353. (2003)).

12. Reservas mundiales. Producción y duración

A principios de 2008, las reservas mundiales probadas de petróleo ascendían a 1,357 billones de barriles.

Por Países

El 77% de esas reservas se encuentran en los 11 países pertenecientes a la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP) –Arabia Saudí, Argelia, Emiratos Árabes Unidos, Indonesia, Irak, Irán, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar y Venezuela–. El 7,5% del total mundial se encuentra en países pertenecientes a la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico), formada por 30 países entre los que se encuentran los económicamente más potentes del mundo. El resto, un 15,6%, está repartido en los demás países del mundo (entre éstos destacan, por sus reservas, Rusia y China).

Países del mundo con más petróleo en su subsuelo

País	Sumario de Datos de Reservas a 2008				Reservas vida
	Reservas		Producción		Años
	10x9 bbl	10x9 m3	10x6 bbl/d	10x3 m3/d	
Arabia Saudita	267	42.4	10.2	1,62	72
Canada	179	28.5	3.3	520	149
Iran	138	21.9	4.0	640	95
Iraq	115	18.3	2.1	330	150
Kuwait	104	16.5	2.6	410	110
Emiratos Arabes Unidos	98	15.6	2.9	460	93
Venezuela	87	13.8	2.7	430	88
Rusia	60	9.5	9.9	1,57	17
Libia	41	6.5	1.7	270	66
Nigeria	36	5.7	2.4	380	41
Kazakhstan	30	4.8	1.4	220	59
Estados Unidos	21	3.3	7.5	1,19	8
China	16	2.5	3.9	620	11
Qatar	15	2.4	0.9	140	46
Algeria	12	1.9	2.2	350	15
Brasil	12	1.9	2.3	370	14
Mexico	12	1.9	3.5	560	9
Total de principales 70 países con reservas mundiales	1,243	197.6	63.5	10,1	54
Total	1,357				

1 Reserva de acuerdo al coeficiente de producción (en años), calculado como reservas/producción anual.

Figura 107: Fuente: BP statistical review of world energy January 2008 (Datos de 2008)

Nota: incluye solo los reservas de petroleo existentes, no incluye las reservas a futuro.

Países con largas reservas de petróleo en el mundo

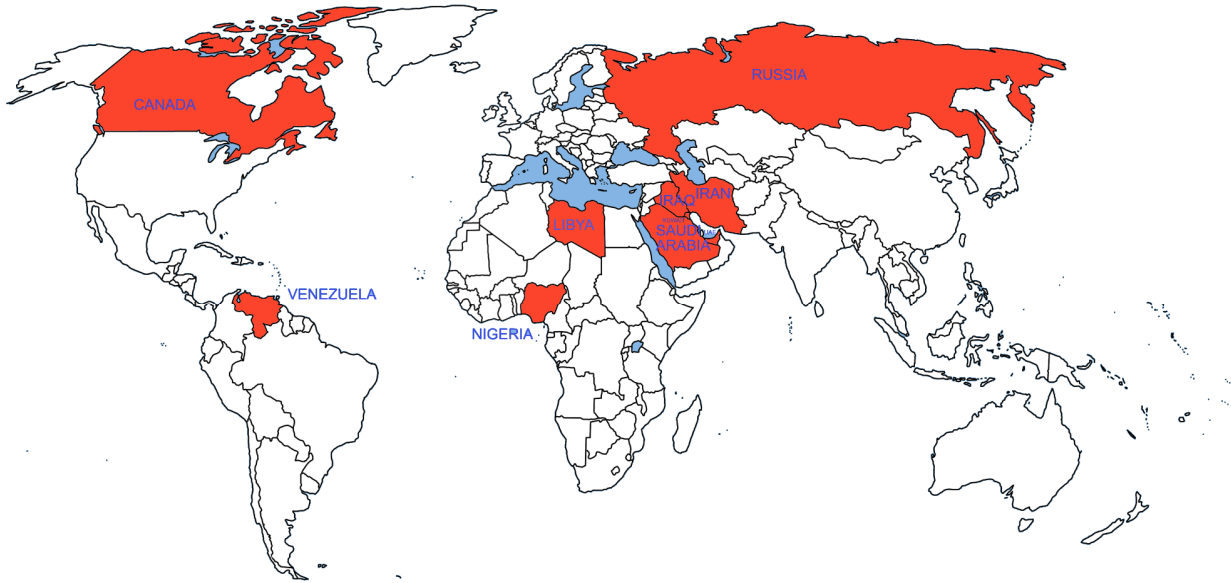


Figura 108: Muestra los países con grandes reservas de crudo en el mundo, Fuente: US Energy Information Administration

Por Zonas

En el siguiente gráfico se expresan las reservas mundiales de crudo por zonas geográficas: Es decir, que dos tercios de las reservas mundiales de petróleo se encuentran en Oriente Medio. Sin embargo, (aunque estos datos también se incluirán en el capítulo sobre el consumo de petróleo), el porcentaje que consume cada zona no tiene nada que ver con sus reservas:

Reservas por Zonas

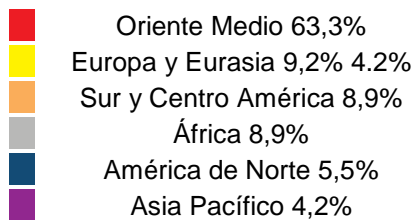


Figura 109

Zona	Reservas % s/total	Consumo % s/total
Oriente Medio	63.3	5.9
Europa y Euroasia	9.2	25.9
Sur y Centro de América	8.9	6
África	8.9	3.3
América del Norte	5.5	30.1
Asia-Pacífico	4.2	28.8

Figura 110: Fuente: BP statistical review of world energy 2008. (Datos de 2008)

Los dos siguientes cuadros muestran la evolución de la duración de las reservas mundiales de petróleo en el mundo (cuadro de la izquierda) y la duración estimada de las reservas por zonas en el año 2007

(cuadro de la derecha). En 2007 descendió ligeramente la producción global de petróleo con el consiguiente aumento de la capacidad de reservas mundiales. En la última década el ratio reservas / producción de petróleo se mantuvo en términos estables, aunque con un ligero descenso

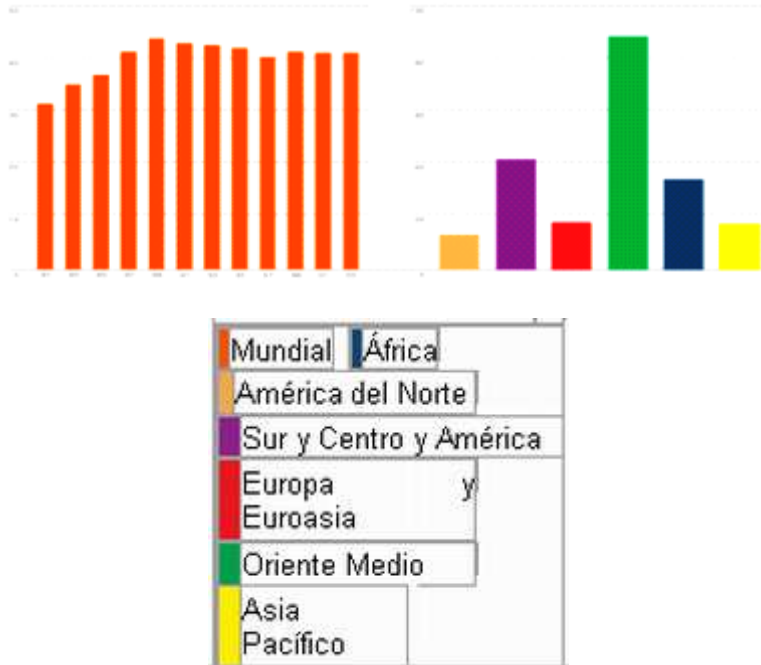


Figura 111: Fuente: BP statistical review of world energy June 2008 (Datos de 2008)

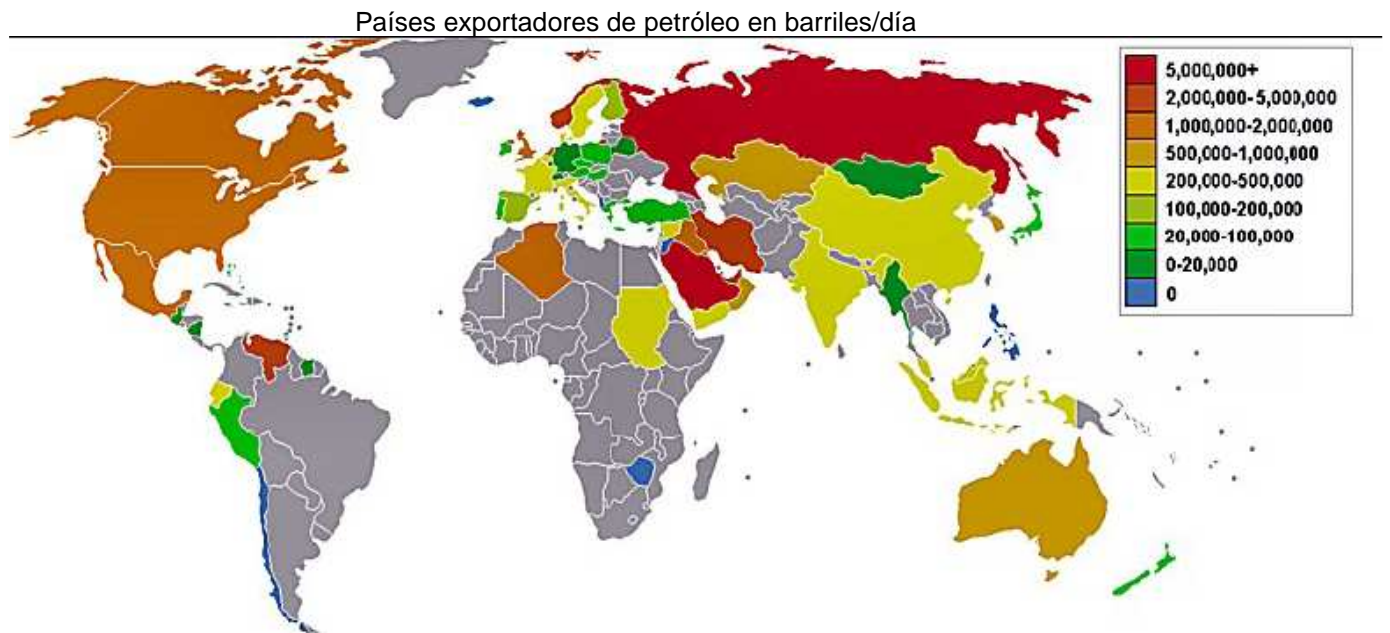


Fig. 112: Se muestra un mapa de los países exportadores de crudo en barriles/día. Fuente: US Energy Information Administration

En la Fig. 113 se muestra una tabla por país con los principales países productores, exportadores e importadores de petróleo en el mundo.

Tabla de Principales Países Productores, Exportadores e Importadores de Crudo en el Mundo.

Producción por País	10x3 bbl/d (2006)	10x3 bbl/d (2007)	Exportación por País (2006)	(10x3 bbl/d)	(10x3 m3/d)
1 Arabia Saudita (OPEC)	10,665	10,234	1 Arabia Saudita (OPEC)	8,65	1,376
2 Rusia 1	9,677	9,876	2 Rusia 1	6,57	1,044
3 Estados Unidos 1	8,331	8,481	3 Noruega 1	2,54	404
4 Iran (OPEC)	4,148	4,043	4 Iran (OPEC)	2,52	401
5 China	3,845	3,901	Emiratos Arabes 5 Unidos (OPEC)	2,52	400
6 Mexico 1	3,707	3,501	6 Venezuela (OPEC) 1	2,2	350
7 Canada 2	3,288	3,358	7 Kuwait (OPEC)	2,15	342
Emiratos Arabes 8 Unidos (OPEC)	2,945	2,948	8 Nigeria (OPEC)	2,15	341
9 Venezuela (OPEC) 1	2,803	2,667	9 Algeria (OPEC) 1	1,85	297
10 Kuwait (OPEC)	2,675	2,613	10 Mexico 1	1,68	266
11 Noruega 1	2,786	2,565	11 Libia (OPEC) 1	1,53	242
12 Nigeria (OPEC)	2,443	2,352	12 Iraq (OPEC)	1,44	229
13 Brasil	2,166	2,279	13 Angola (OPEC)	1,36	217
14 Algeria (OPEC)	2,122	2,173	14 Kazakhstan	1,11	177
15 Iraq (OPEC) 3	2,008	2,094	15 Canada 2	1,07	170
16 Libia (OPEC)	1,809	1,845			
17 Angola (OPEC)	1,435	1,769	Importación por País (2006)	(10x3 bbl/day)	(10x3 m3/day)
18 Reino Unido	1,689	1,69	1 Estados Unidos 1	12,2	1,943
19 Kazakhstan	1,388	1,445	2 Japon	5,1	810
20 Qatar (OPEC)	1,141	1,136	3 China 2	3,44	547
21 Indonesia	1,102	1,044	4 Alemania	2,48	395
22 India	854	881	5 Corea del Sur	2,15	342
23 Azerbaijan	648	850	6 Francia	1,89	301
24 Argentina	802	791	7 India	1,69	268
25 Oman	743	714	8 Italia	1,56	248
26 Malaysia	729	703	9 España	1,56	247
27 Egipto	667	664	Republica de China 10 (Taiwan)	942	150
28 Australia	552	595	11 Holanda	936	149
29 Colombia	544	543	12 Singapore	787	125
30 Ecuador (OPEC)	536	512	13 Tailandia	606	96
31 Sudan	380	466	14 Turquía	576	92
32 Siria	449	446	15 Belgica	546	87
33 Guinea Ecuatorial	386	400			
34 Yemen	377	361			
35 Vietnam	362	352			
36 Tailandia	334	349			
37 Dinamarca	344	314			
38 Congo	247	250			
39 Gabon	237	244			
40 Sudafrica	204	199			

Figura 113: Fuente: US Energy Information Administration

13. Resumen:

Este trabajo trata de dar a conocer toda la problemática que se tiene cuando el petróleo crudo es extraído del pozo o del mar hasta la refinería.

Todos los tipos de petróleo se componen de hidrocarburos, aunque también suelen contener unos pocos compuestos de azufre y de oxígeno. El petróleo contiene elementos gaseosos, líquidos y sólidos. La consistencia varía desde un líquido tan poco viscoso como la gasolina hasta un líquido tan espeso que apenas fluye.

Un campo petrolero puede incluir más de un yacimiento, es decir, más de una única acumulación continua y delimitada de petróleo. De hecho, puede haber varios depósitos apilados uno encima de otro, aislados por capas intermedias de esquistos y rocas impermeables. El tamaño de esos depósitos varía desde unas pocas decenas de hectáreas hasta decenas de kilómetros cuadrados, y su espesor va desde unos pocos metros hasta varios cientos o incluso más. La mayoría del petróleo descubierto y explotado en el mundo se encuentra en unos pocos yacimientos grandes, lo que se tendría que hacer en un futuro cercano es empezar a buscar en zonas profundas en el mar.

Se explican algunas técnicas usadas para extraer el petróleo de los pozos, cuando el pozo pierde presión, mediante la inyección de agua, gas natural, y vapor caliente cuando se trata de extraer crudos pesados.

Se trata de comparar las tecnologías existentes con las actuales, y dar un punto de vista.

Se dan algunas recomendaciones para el uso de los equipos para la deshidratación electrostática de crudo, por su alta eficiencia, su temperatura de operación más baja (reduciendo la emisión de gases), reduciendo el tiempo de procesamiento del crudo, reduciendo en costo en combustibles y vapor y dando algunas comparativas con otras tecnologías anteriores que se usaban antes.

14. Conclusiones:

- Las pruebas de escala piloto alcanzaron 2 a 4 veces la producción del separador (con la misma calidad del crudo de salida) con la avanzada tecnología electrostática deshidratación relativa a la tecnología convencional AC electrostática deshidratación para las emulsiones de crudo que tienen API's de 21 y 20.
- Las pruebas de escala piloto alcanzaron 2 a 4 veces la producción del separador (con la misma calidad del crudo de salida) con la avanzada tecnología electrostática deshidratación relativa a la tecnología convencional AC electrostática deshidratación para las emulsiones de crudo que tienen API's menores de 10. Estos dos crudos ofrecen un mayor desafío a la deshidratación.
- El control del pH puede ayudar considerablemente a la separación de salmuera para muchos petróleos pesados.
- Las tecnologías avanzadas de electrostática deshidratación deben ser consideradas en el diseño de los sistemas de la deshidratación para los crudos o aceites pesados.

La instalación de un suministro de energía de dual frecuencia alcanzó las mejoras siguientes de funcionamiento.

Carga eléctrica balanceada: El suministro de energía opera en 480 voltios, 50/60 hertzio suministro trifásico y mantiene un balance eléctrico uniforme entre todas las fases de energía.

Energía incrementada disponible durante el proceso alterado: Transformadores de deshidratación convencional usan 100% reactancia para proporcionar la protección durante el proceso alterado.

Sin embargo, también no pueden mantener el suficiente voltaje requerido para la coalescencia efectiva.

La fuente de energía de dual frecuencia es diseñada para suministrar el voltaje requerido de la coalescencia en la corriente máxima disponible. Durante el proceso afectado el voltaje de coalescencia se sostenido.

Funcionamiento de proceso óptimo: El transformador dual de frecuencia utiliza un diseño único que permita que la forma de onda de voltaje electrostático sea modificada para requisitos particulares para cualquier aceite o crudo. Emparejando la forma de onda a los requerimientos de la coalescencia es

posible promover la coalescencia máxima de la gota. Cuatro variables definen la forma de la forma de onda del voltaje:

Voltaje mínimo (voltaje del umbral): Usado para maximizar el diámetro de la gota de agua.

Voltaje máximo (voltaje Crítico): Usado para activar las gotas de agua más pequeñas.

Frecuencia: Evita que el voltaje aplicado a los electrodos decaiga, y maximiza la energía electrostática disponible para promover el crecimiento rápido de la gota y para maximizar el tamaño de la gota de agua.

Forma de onda: Varias formas de onda cíclicas se han desarrollado para promover a lo lejos del recipiente la coalescencia. El controlador del transformador se ha configurado con las formas de onda siguientes: logarítmico, exponencial, sinusoidal, circular de diente de sierra, trapezoidal, circular e inversa. Además, el controlador permite que estas formas de onda sean sesgadas para alterar la proporción para el desnivel de ascenso y descenso varias veces.

Esta tecnología electrostática ha sido desarrollada por NATCO para ampliar la utilidad de la deshidratación electrostática en crudos incluyendo la producción de SAGD en Canadá, el betún diluido en Sudamérica, los altos crudos TAN (Total Acid Number) y las mezclas de refinería. Esta tecnología dual frecuencia ampliará el uso de la deshidratación electrostática a aceites más dificultosos.

La funcionalidad del transformador permite que un campo electrostático sea optimizado para la viscosidad del aceite, el flujo, la conductividad del aceite, la tensión interfacial, la población de las gotas de agua y la distribución. La mejora significativa del funcionamiento permite una reducción en la capacidad de los recipientes electrostáticos convencionales. El transformador dual de frecuencia se puede también ser adaptado para tratadores de dual polaridad existentes sin desembotellar, ni entrar el recipiente.

Los aceites pesados presentan al ingeniero de proceso con los desafíos duales de la alta conductividad nativa combinada con las altas viscosidades que contribuyen a una pobre resolución de dispersiones. La deshidratación acertada de estos aceites dicta que todo posible mecanismos de coalescencia, incluyendo la coalescencia electrostática donde se aplique en la práctica, deben ser aplicados. El uso de arco-limitado de electrodos compuestos combinados con la adaptación del campo electrostático para que el aceite sea procesado, proporciona las nuevas herramientas importantes para ampliar la aplicabilidad del proceso electrostático y permitir una deshidratación más eficiente de aceites pesados.

Como aceites más dificultosos son producidos y utilizados por las refinerías para aumentar la producción y para maximizar beneficios, el desalador electrostático debe ser capaz de manejar estos aceites altamente conductores y mantener las especificaciones del desalador. Entendiendo el rol de la conductividad del aceite y de la tensión interfacial en el desarrollo de fuerzas electrostáticas hace posible diseñar un campo electrostático personalizado para manejar estos aceites.

La tecnología está disponible para producir una unidad de fuerza electrostática capaz de operar en una frecuencia base y cíclica en la frecuencia de modulación entre el umbral (mínimo) y los voltajes críticos.

Los resultados experimentales han demostrado claramente las ventajas de proceso que se pueden alcanzar por esta tecnología. Los ensayos prácticos están actualmente en curso demostrar las ventajas en una instalación comercial para un deshidratador del campo.

15. Referencias Bibliográficas:

- Albers W., Overbeek J.T. 1959a. Stability of emulsions of water in oil. I. The correlation between electrokinetic potential and stability. J. Colloid Sci. 14:501-509.
- Albers W., Overbeek J.T. 1959b. Stability of emulsions of water in oil. II. Charges as a factor of stabilization against flocculation. J. Colloid Sci. 14:510-518.
- Andérez J.M. Propiedades de los sistemas surfactante-agua-aceite: Influencia de la concentración de surfactante, Inf. Téc. FIRP N° 8404, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela (1984).
- Andersen S.I., Speight J.G., Pet. Sci. Technol. 19, 1 (2001).
- Antón R. E., Salager J. L. 1985. An Improved graphic Method to Characterize a Surfactant, J. Dispersion Sci. Technology, 6:245-253.
- API (1987), Specification for vertical and horizontal emulsion treaters, Spec 12L, 3rd ed., American Petroleum Institute, 1220 L Street, Northwest, Washington DC 20005.

- API MPMS 10.4 (1988). Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 10, Sediments and Water, American Petroleum Institute, 1220 L Street, Northwest, Washington DC 20005.
- Aske, N., Kallevik, H. and Sjoblom, J.: "Water-in-crude oil emulsion stability studied by Critical Electric Field Measurements. Correlation to Physico-Chemical Parameters and Near-Infrared Spectroscopy," Journal of Petroleum Science and Engineering, Trondheim, Norway, April 2002.
- Bailes P.J. y Larkai S. K. L. 1987. Chem. Eng. Res. Design 65:445.
- Bailes P.J., Larkai S. K. L. 1982. Liquid Phase Separation in Pulsed D.C. Fields. Trans Inst. Chem. Eng., 60:115.
- Bailes, P. J. and Larkai, S. K. L.: "An Experimental Investigation into the Use of High Voltage D.C. Fields for Liquid Phase Separation," Trans IChemE, Vol. 59, (1981) 229.
- Bailes, Philip J., Freestone, D. and Sams, G. W., 1997. Pulsed DC Fields for Electrostatic Coalescence of Water-in-Oil Emulsions, The Chemical Engineer, 23 October, 34-39.
- Bansbach, Paul L. The How and Why of Emulsions. Oil & Gas Journal. (Texas, USA) (68): 75 1989.
- Becher P., "Emulsions: Theory and Practice", Ed.3, American Chemical Society, Washington, D.C. (2001).
- Becher P., Emulsions: Theory and Practice", Ed. 2, R. Krieger, New York (1977).
- Breen P.J. ACS Symp. Ser., 615, 268 (1995).
- Burris D.R. Field desalting: A growing producer problem worldwide. Pet. Eng. Int. (Rep.), June (1974).
- Burris D.R. How to design and efficient crude desalting system. World Oil, 186(7):150-1,153-6 (1978).
- Burris, Donald R.: "Dual Polarity Oil Dehydration," Petroleum Engineer, Critical Mass Systems, Grapevine, Texas, August 1977.
- Byers, Charles H. and Amarnath, Ammi, 1995. Understand the potential of electro-separations, Chemical Engineering Progress, 63-69
- Chawla, M. L.: "Field Desalting of Wet Crude in Kuwait," paper SPE 15711 presented at the Fifth SPE Middle East Oil Show, Manama, Bahrain, March 7 – 10, 1987.
- Chen T.Y., Mohamed R.A., Bailey A.I., Luckham P.F., Taylor S.E. 1994. Dewatering of crude oil emulsions 4. Emulsion resolution by the application of an electric field. Colloids Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects 83:273-284.
- Cifuentes Edgar . Seminario de operación y producción petrolera (2003).
- Cottrell F.G. 1911 b. Speed J.B. US Patent 987 115.
- Cottrell F.G. 1911a. US Patent 987 114.
- Crude Oil Processing with Electrostatic Unites; C.E. –(NATCO)
- Cummings, C. B, and Engelman, C. E.: "The Theory and Economics of Electrostatic Treaters," SPE 18850, SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, March 13-14, 1969
- Dávila A. 1997. Floculación de Asfaltenos. Parte III. Inf. Téc. FIRP N° 9706, Univ. de Los Andes, Mérida- Venezuela.
- Development of a new, compact electrostatic coalescer concept, SPE Production & Facilities, 69196.
- Draxler, J. and Marr, R., 1993, Design Criteria for Electrostatic Deemulsifiers, International Chemical Engineering, Austria, 33, 1. January 1993
- Draxler, J. and Marr, R.: "Design Criteria for Electrostatic Demulsifiers," Chemie-Ingenieur-Technik, Germany, 1990, Vol. 62, No. 7, Page 525.
- Dual Frequency dehydration technology at Rubiales Field in Colombia (2006)
- Dual Frequency® Electrostatics provides process improvements approaching 100% over existing mainstream technology (Natco) (2005)
- Dual Frequency™ Compact Coalescer Launched by (NATCO). (2002)
- Dual Polarity® Electrostatic Treater improves crude oil dehydration (2010)
- Electro-Dynamic® Desalter Field or Refinery: A Higher level of Desalting Performance. (2002)
- Eley D.D., Hey M.J, Kee M.A. Rheological Studies of Asphaltene Film Adsorbed at the Oil/Water Interface. J. Colloid Interface Sci. 24, 173-182 (1987).
- Eow, John S. and Ghadiri, Mojtaba, 2003. Motion, deformation and break-up of aqueous drops in oils under high electric field strengths, Chemical Engineering and Processing, 42, 259 – 272.
- Gary W. Sams & Kenneth W. Warren NATCO Group New Methods of Application of Electrostatic Fields, Inc. 2950 N. Loop W. #700 NATCO Group December 2003

- Gary W. Sams & Kenneth W. Warren, New Methods of Application of Electrostatic Fields NATCO Group, Inc. 2950 N. Loop W. #700 Houston, Texas 77092 Prepared for Presentation at AIChE Spring National Meeting Recent Advances in Desalting New Orleans, Louisiana April 2004
- Graciaa A., Lachaise J., Sayous J.G., Grenier P., Yiv S., Schechter R.S., Wade W.H. 1983. The partitioning of complex surfactant mixture between oil/water/microemulsion phases at high surfactant concentration. *J. Colloid Interface Sci.*,93,p.474-486.
- Guzmán C., Ramos L.R., Morataya C., Layrisse I. Criterios para el Diseño Conceptual de Procesos de Deshidratación/desalación Electrostática. *Revista Visión Tecnológica* Vol. Nº 3, 35-43 (1996).
- Hadamard, H. 1911. Mouvement permanent lent d'une sphère liquide et visqueuse dans un liquide visqueux. *Comptes Rendus Acad. Sci. Paris*, 152:1735-1738.
- Howell Training Company (1979), "Heater-Treaters" Houston, TX.
- Hyne, Norman J. (2001). Nontechnical Guide to Petroleum Geology, Exploration, Drilling, and Production. PennWell Corporation. ISBN 087814823X.
- industria-petrolera.blogspot.com/2008_11_01_archive.html)
- Ismael Pérez López / Abraham Tapia Camacho. Desemulsificación de crudo, *La revista de la industria petrolera*
- Ivanitskii, K., 1998, Modeling of deformation and breakup of drops moving in liquid, *Heat Transfer Research*, 29 (4 & 5), 225 – 234.
- Ivanov et al. 1980. *Pure Appl. Chem.*, 52, 1241-1262.
- Jang L.K., Sharma M., Chang Y.I., Chan M. and Yen T.F. 1982. Correlation of petroleum component properties for caustic flooding, in *Interfacial Phenomena in Enhanced Oil Recovery*, AIChE Symp. Ser. 78:97.
- Jefreys, G.; Davies J. T. Coalescence of liquid droplets and liquid dispersion. En *Recent Advances in liquid-liquid Extraction*, Hason C. (Ed.), Nueva York, Pergamon Press. p.495-584 (1971).
- Jenkins G.I. 1965. Occurrence and determination of carboxylic acids and esters in petroleum. *J. Inst. Petrol.* 51:313.
- John Armstrong, Gary W. Sams, New Challenges in Oil Dehydration Improved by Dual Frequency Electrostatic Process John Armstrong, Technical Director, NATCO UK Limited, Gary W. Sams P.E, Director Research and Development, NATCO Group Inc. 2008.
- Jones T.J., Neustadter E. L. y Whittingham K.P. 1978. Water in crude oil emulsion stability and emulsion destabilization by chemical demulsifiers. *J. Can. Pet. Technol.* 17(2):100-108.
- Kokal Sunil: "Crude-Oil Emulsions: A-State-of-the-Art Review," *SPE 77497*, SPE Production & Facilities, Vol 20 (1), February, 2005.
- Layrisse I., Chirinos M.L., Eslava M., Méndez F. Deshidratación y desalación de crudos pesados y extrapesados mediante separadores electrostáticos. VII Jornadas Técnicas de Petróleo. Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo, Dic. 3-6, Caracas (1984).
- Layrisse I., Rivas H., Acevedo S. 1984. Isolation and Characterization of Natural Surfactants Present in Extra Heavy Crude Oils. *J. Dispersión Sci. Technol.*, 5(1):1-18.
- Lee J.C., Hodgson T.D. 1968. Film flow and coalescence. I. basic relations, film shape and criteria for interface mobility. *Chem. Eng. Sci.* 23:1375-1397.
- Lowd J.D., Coggins R.W. Dehydration and desalting of crude oil streams in the production field. American Society of Mechanical Engineers, 22nd Annual Petroleum Mechanical Engineering Conf., Sep. 17-20, USA (1967).
- Lucas R. N. (1976) "Electrical dehydration and desalting of crude Oil"
- Lucas, R. N.: "Performance of Heavy Oil Dehydrators," *SPE 2173*, JPT, Vol 21, 1285-92, October, 1969.
- Malhotra A.K., Wasan D.T. 1987. Stability of Foam and Emulsion Films: Effects of Drainage and Film Size on Critical Thickness of Rupture. *Chem. Eng. Commun*, 48, 35.
- Márquez H., Rivas H., Larysse I., Acevedo S., Escobar G., Gutiérrez L., León O., Silva M., Marchionna R. 1987. Composición y características fisicoquímicas de surfactantes naturales extraídos de crudos extrapesados. *Rev. Téc. INTEVEP*, 7(2):117-122.
- McLean J.D., Kilpatrick P.K. 1997 a. *J. Colloid Interface Sci.*, 189:242.
- McLean J.D., Kilpatrick P.K. 1997 b. *J. Colloid Interface Sci.*, 196:23.
- Mohammed R.A, Bailey A.I., Luckham P.F., Taylor S.E. (1981) Dewatering of crude oil emulsions
- Pasquarelli C. H., et al. 1980. The role of acidic, high-molecular weight crude components in enhanced oil recovery, paper SPE 8895, presented at the 1980 SPE California Regional Meeting, Los Angeles, April 9-11.

- Rivas H., Gutiérrez X., Ziritt J.L., Antón R., Salager J.L. 1997. Microemulsion and optimal Formulation Occurrence in pH-Dependent Systems as Found in Alkaline-Enhanced Oil Recovery, Cap. 15.
- Salager J.L. Deshidratación de crudo. Módulo de Enseñanza en Fenómenos Interfaciales, Cuaderno FIRP 353, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela (1987b).
- Salager J.L., Antón R., Andérez J.M., Aubry J.M. 2001. Formulation des microémulsions par la méthode du HLD, in Techniques de L'Ingénieur, France
- Salager J.L., Loaiza-Maldonado I., Miñana-Pérez M., Silva F. 1982. Surfactant oil water systems near the affinity inversion. Part I: relationship between equilibrium phase behavior and emulsion type and stability. J. Dispersion Sci. Technol., 3(3):279-292.
- Salager J.L., Moreno N., Antón R., Marfisi S. 2002. Apparent Equilibration Time Required for Surfactant-Oil-Water Systems to emulsify into the Morphology Imposed by the Formulation. Langmuir 18:607-611.
- Salager, J. L. 1987. Bases fundamentales del papel de la Química deshidratante: Influencia de la formulación fisicoquímica sobre la estabilidad de una emulsión. Rev. Técn. INTEVEP, 7(1):3-15.
- Sams, Gary W. and Wallace, Harry G., 2001. Improving Process Efficiencies by Optimizing Fluid Hydraulics in Electrostatic Oil Dehydrators, Offshore Technology Conference, 13216.
- Sams, Gary W. and Wallace, Harry G., 2003.: "Field Trials Scheduled for New Compact Dehydration Technology," Paper No. OTC 15353, presented at Offshore Technology Conference, Houston, TX, May, 2003.
- Schramm, Laurier L. (1992) "Petroleum Emulsions".
- Scott, T. C.; Basaran, O. A.; Byers, C. H.: "Characteristics of Electric-Field-Induced Oscillations of Translating Liquid Droplets," I&EC Res. 29, 901-9 (1990).
- Seifert W.K. and Howells W.G. 1969. Interfacially active acids in a California crude oil. Isolation of carboxylic acid and phenols. Anal. Chem. 41:554; Seifert W.K. 1969. Effect of phenols on the interfacial activity of crude oil (California) carboxylic acids and the identification of carbazoles and indoles. Chem. 41:562.
- Sjöblom J., Aske N., Auflem I., Brandø I., Havre T., Soether Ø., Westvik A., Johnsen E., Kallevik H. 2003. Our current understanding of water-in-crude oil emulsions. Recent characterization techniques and high pressure performance. Advances in Colloid and Interface Science, 100-102, 399-473.
- Smith, H. Vernon y Kenneth E. Arnold (1987), "Crude oil emulsions"
- Spielman, L. A.; Goren, S.L. 1962. Progress in induced coalescence and a new theoretical framework for coalescence by porous media, Ind. Eng. Chem. 62(10):10-24.
- Strassner J.E. 1965. Effect of pH on interfacial films and stability of crude oil water emulsions. J.Petrol. Technol., March:45.
- Taylor S.E. 1991. Conductivity and coalescence of water-in-crude oil emulsions under high electric fields. Colloid Science Branch, BP Research Centre, Chertsey Road, Sunbury-on-Thames, UK. Inst. Phys. Conf. Ser. No. 118: Section 3. Paper presented at Electrostatics '91, Oxford.
- Téllez Rodríguez J. Inés; "Curso Corto Sobre Tratamiento de Fluidos"; IMP. Mayo 1979.
- TriGrid and TriGridmax Electrostatic Dehydrators and Desalters (Natco) (2007)
- Urdahl, O., Nordstad, K., Berry, P., Wayth, N., Williams, T., Bailey, A. and Thew, A., 2001.
- Urdahl, O., Williams, T. J., Bailey, A. G., and Thew, M. T., 1996. Electrostatic destabilization of water-in- oil emulsions under conditions of turbulent flow, Transactions of the Institute of Chemical Engineers, 74 (A), 158 – 165.
- Urdhal O., Movik A.E., Sjöblom J. Water in crude Oil Emulsions from the Norwegian Continental Shelf, 7 Interfacial Pressure and Emulsion Stability, Colloids and Surfaces, 74, 293, (1993).
- Vega J. 1983. Sistemas ácido carboxílico-agua-aceite-Influencia del pH y de los aditivos. Tesis, Informe Técnico FIRP N° 8306, Universidad de Los Andes, Mérida-Venezuela.
- Vold, R. D.;Groot, R.C. An ultracentrifugal method for the quantitative determination of emulsion stability, J.Phys.Chem. 66:1969-74 (1962).
- Warren K.W. and Armstrong J.: "Desalting Heavy Crude Oils – The Venezuelan Experience" presented to AIChE, Houston, 2001.
- Warren, Kenneth W., Sams, Gary W. and Nakayama, Toshio, 1998. Electrostatic Fields: Essential Tools For Desalting, AIChE 1998 Spring Meeting, 9-11 March.
- Warren, Kenneth. W.: "New Tools for Heavy Oil Dehydration," SPE78944 presented at the 2002 SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference held in Calgary, Alberta, Canada 4-7 November 2002.

- Waterman L.C. 1965. Electrical Coalescers. Chem. Eng. Progr. 61:51.
- William H. Thomason/SPE, David J. Blumer/SPE, Probjot Singh/SPE, and David P. Cope, Conoco Phillips, and Moshen Zaouk, NATCO.SPE/PS-CIM/CHOA 97786PS2005-XXX Advanced Electrostatic Technologies for Dehydration of Heavy Oils 2005
- www.Biodisol.com.
- www.crisisenergetica.org
- www.monografias.com/trabajos35/petroleo/petroleo.shtml
- www.ontime.methanetomarkets.org/m2mtool/index.html
- Yang M., Stewart A.C., Davies G.A. Evaluating the Influence of Chemicals on the Separation of Oil-Water-Gas Mixtures, a paper presented at the Third Major International Conference on Current Developments in Production Separation Systems, Aberdeen, 23-24 April (1996).
- Zapryanov Z., Malhotra A.K., Aderangi N., Wasan D.T. 1983. Emulsion Stability. An Analysis of the Effects of Bulk and Interfacial Properties on Film Mobility Drainage Rate. Int. J. Multiphase Flow, 9:105-129.