



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE CIENCIAS DE LA TIERRA

**DESHIDRATACIÓN DE CRUDOS PESADOS
CON TRATADORES ELECTROSTÁTICOS
A ALTA PRESIÓN Y TEMPERATURA**

T E S I S

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A:
QUIJADA RUEDA MARIEL
SANTAMARÍA GARNICA ANTONIO**



DIRECTOR DE TESIS:

M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA.

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F. MAYO 2008

Agradecimientos de Mariel

Primero quiero agradecer a mis padres, porque sin escatimar esfuerzo alguno, han sacrificado gran parte de su vida para formarme y así poder cumplir uno de mis mayores anhelos, mi formación profesional.

Para mi fortuna tuve la oportunidad de conocer personas especiales que me transmitieron su conocimiento, que me acompañaron en cada paso que dí y en su momento me enseñaron a tener la frente en alto en cada obstáculo, gracias amigos y maestros.

Y en especial a ti amor, pues sabes que cada logro mío, es el logro tuyo, que mi esfuerzo es inspirado en ti, y que mi único ideal eres tú, pues contigo no hay imposibles, y a tu lado todo es más fácil.

Agradecimientos de Toño

A mis padres:

No existen palabras para agradecer el inmenso amor y cariño que me han brindado para lograr una de las metas más grandes de mi vida, este trabajo les pertenece a ustedes.

A mi hermano:

Porque sin tu compañía, paciencia y sobre todo tu amistad este trabajo no hubiera sido posible.

A mi novia:

Porque gracias a tu amor, paciencia y comprensión ambos pudimos realizar este proyecto tan importante en nuestras vidas, gracias amorcho.

A mis amigos:

Porque sin su amistad a lo largo de tanto tiempo este trabajo no sería posible.

Índice

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1: CONCEPTOS BÁSICOS.	
1.1. Introducción.	3
1.2. Propiedades de los fluidos.	3
1.2.1. Propiedades del gas.	3
1.2.1.1. Fracción mol.	3
1.2.1.2. Peso molecular aparente de una mezcla de gases.	4
1.2.1.3. Densidad relativa.	4
1.2.1.4. Factor de desviación de los gases reales.	4
1.2.1.5. Densidad del gas.	5
1.2.1.6. Factor del volumen de gas de formación, Bg.	6
1.2.1.7. Viscosidad del gas.	6
1.2.2. Propiedades del aceite.	8
1.2.2.1. Densidad relativa del aceite.	8
1.2.2.2. Factor de volumen de formación del aceite, Bo.	9
1.2.2.3. Relación de solubilidad, Rs.	10
1.2.2.4. Relación gas-aceite instantánea, RGA.	10
1.2.2.5. Viscosidad del aceite.	11
1.3. Envoltente de fase.	15
1.3.1. Envoltente de fases del fluido	15
1.3.2. Cálculos de equilibrio.	18
1.3.2.1. Diagrama de fase.	19
1.3.2.2. Equilibrio flash.	20
1.4. Ecuaciones de estado.	25
1.4.1. Ecuación de Van der Waals.	25
1.4.2. Ecuación de Redlich-Kwong (RK).	28

1.4.3. Ecuación de Soave-Redlich-Kwong (SRK).	28
1.4.4. Ecuación de Peng-Robinson (PR).	30
1.5. Esquemas de manejo de la producción.	31
1.5.1. Bases de diseño.	32
1.5.2. Operaciones del proceso.	34
1.5.2.1. Procesos del gas.	34
1.5.2.2. Procesos del aceite.	35
1.5.2.3. Procesos del agua.	36
1.5.2.4. Tratamiento de arena.	37
1.5.2.5. Equipo auxiliar.	37

CAPÍTULO 2: TEORÍA DE EMULSIONES.

2.1. Introducción.	39
2.2. Definición de una emulsión.	39
2.3. Estabilidad de emulsiones.	41
2.4. Velocidad de asentamiento de las gotas de agua.	43
2.5. Particularidades de las emulsiones en campos petroleros.	47
2.6. Tendencia de la formación de emulsiones en prácticas de producción.	50
2.7. Prevención de emulsiones.	51
2.7.1. Flujo dentro del pozo.	51
2.7.2. Bombeo neumático.	52
2.7.3. Bombeo mecánico.	52
2.7.4. Instalaciones superficiales.	52

CAPÍTULO 3: DESHIDRATACIÓN DEL ACEITE.

3.1. Introducción.	53
3.2. Problemas de deshidratación.	53

3.3. Métodos de tratamiento.	55
3.3.1. Tratamiento químico.	56
3.3.2. Tratamiento gravitacional.	62
3.3.3. Tratamiento térmico.	66
3.3.4. Tratamiento electrostático.	73
3.3.5. Tratamiento mecánico.	85
3.3.6. Tratamiento centrífugo.	88
3.4. Diseño de métodos.	88
3.5. Operación	90
3.6. Investigación y reparación de averías.	92
 CAPÍTULO 4: PLANTEAMIENTO Y ANÁLISIS TEÓRICO-EXPERIMENTAL DE ALTERNATIVAS DE DESHIDRATACIÓN.	
4.1. Introducción.	95
4.2. Análisis PVT.	96
4.3. Descripción de los procesos de deshidratación con tratadores electrostáticos.	98
4.3.1. Proceso convencional: Deshidratación del crudo a baja presión.	98
4.3.2. Proceso 1: Deshidratación con la redisolución de un 100% de gas con respecto a la mezcla de alimentación.	99
4.3.3. Proceso 2: Deshidratación con la redisolución de un 100% de gas con respecto a la mezcla de alimentación y la recirculación de condensados.	101
4.3.4. Proceso 3: Deshidratación con la redisolución de un 150% de gas con respecto a la mezcla de alimentación.	102
4.3.5. Proceso 4: Deshidratación con la redisolución de un 150% de gas con respecto a la mezcla de alimentación y la recirculación de condensados.	105
4.4. Análisis de resultados.	106

Índice

4.4.1. Comparación de envolventes de fase.	106
4.4.2. Comparación de densidades.	108
4.4.3. Comparación de viscosidades.	110
4.4.4. Comparación de velocidades de asentamiento de las gotas de agua.	110
CONCLUSIONES.	113
NOMENCLATURA	115
LISTA DE TABLAS	118
LISTA DE FIGURAS	119
REFERENCIAS	122

Introducción

El presente trabajo tiene como objetivo presentar nuevas alternativas de deshidratación de crudos pesados en yacimientos costa fuera (los cuales son los que más se producen en yacimientos mexicanos), ya que este tipo de fluidos emulsionados (agua/crudo pesado) presentan un comportamiento complejo debido a la alta viscosidad y densidad que presentan, lo que trae como consecuencia una mayor dificultad para romper las emulsiones formadas en este tipo de fluidos con respecto a los aceites ligeros, por ello se presenta una propuesta de deshidratación de crudos pesados con tratadores electrostáticos a altas condiciones de presión y temperatura, además se muestra una comparación con el proceso convencional que maneja la industria.

Para poder realizar el diseño apropiado de las instalaciones superficiales es indispensable conocer las propiedades de los fluidos que vamos a manejar (agua, aceite, gas y sólidos), las cuales en muchas ocasiones no se conocen, por ello se debe realizar una aproximación de las mismas haciendo uso de ecuaciones de estado, por lo que se hace una descripción de las más importantes.

En el manejo de los fluidos en superficie se presentan diversos problemas, el más comúnmente encontrado en la industria es la formación de emulsiones, ya que el agua y el aceite son fluidos que no se mezclan entre sí, éstos expresan una mutua insolubilidad, por lo que se hace mención de la teoría de emulsiones, su origen y tratamiento que serán muy útiles para comprender de que parámetros depende tener una óptima deshidratación del crudo.

Es indispensable someter a un proceso de deshidratación al crudo, pues permite disminuir el contenido de sedimentos y agua, y así cumplir con las exigencias comerciales para su venta. Cabe mencionar que la cantidad de agua emulsionada incrementa la viscosidad y densidad de la mezcla, lo que trae como consecuencia una reducción en el precio del crudo.

Para la deshidratación del crudo existen cuatro técnicas que permiten obtener aceite y agua limpios, éstas se utilizan e incluso se combinan dependiendo del tipo de aceite y los recursos disponibles, éstas son:

1. La desmulsificación química.
2. El tiempo de residencia.
3. La adición de calor.
4. El uso de electricidad.

A partir de éstas técnicas o su combinación, dependiendo de las necesidades que se tengan en el campo, se conocen seis tipos de deshidratadores, los cuales se presentan en este trabajo.

En este trabajo se observan algunas propuestas para la deshidratación de crudos pesados, se considera el uso de un tratador electrostático, debido a que una gota de agua es polar, por lo que la inducción de un campo eléctrico en la emulsión aumenta la coalescencia de las gotas de agua dispersas en el aceite, ocasionando una inestabilidad en la emulsión.

Otra consideración es que el proceso se lleva a cabo a altas condiciones de presión y temperatura para tener una mayor cantidad de gas disuelto en el aceite, por lo que se tendrá una mayor cantidad de componentes ligeros en la mezcla, ocasionando una reducción en la viscosidad y densidad, de esta manera se presentan mayores velocidades de asentamiento de las gotas de agua, por lo que el tiempo de residencia disminuye permitiendo un aumento en la productividad y cumplir con las exigencias comerciales.

Este trabajo se desarrolló en forma conjunta con ingenieros del Instituto Mexicano del Petróleo, por lo que se presentan cuatro variantes del proceso propuesto, pero solo dos procesos se analizaron detalladamente con ayuda de un software comercial.

Capítulo 1: Conceptos básicos

1.1 *Introducción*

En este capítulo se hablará sobre el manejo de los fluidos producidos en un campo petrolero, partiendo de una idea general de las propiedades que se presentan en las corrientes de flujo (agua, aceite, gas y sólidos) así como de su comportamiento por el cambio de las condiciones de presión y temperatura, lo cual será fundamental para el entendimiento de capítulos posteriores.

Para poder realizar el diseño apropiado de las instalaciones superficiales es indispensable conocer las propiedades de los fluidos que vamos a manejar, las cuales en muchas ocasiones no se conocen, es por ello que se debe realizar una aproximación de las mismas haciendo uso de las ecuaciones de estado (EOS's) por lo que se hace una descripción de las más importantes.

1.2 **Propiedades de los fluidos**

1.2.1 *Propiedades del gas*

1.2.1.1 Fracción mol

Una libra de mol ($\text{lb}_m\text{-mol}$) es una cantidad de materia con una masa en libras igual al peso molecular (por ejemplo, una $\text{lb}_m\text{-mol}$ de metano pesa 16.043 lb_m). La fracción mol de un componente puro en una mezcla es el número de libras masa-mol ($\text{lb}_m\text{-mol}$), de ese componente dividido por el número total de moles de todos los componentes de la mezcla. Para un sistema con n-componentes, la fracción mol se define como:

$$y_j = \frac{n_j}{\sum n_j} \dots\dots\dots(1.1)$$

1.2.1.2 Peso molecular aparente de una mezcla de gases

El peso molecular para una mezcla con n componentes (*ncomp*) se denomina el peso molecular promedio molar y se determina con:

$$M_a = \sum_{j=1}^{n=ncom} y_j M_j \dots\dots\dots(1.2)$$

1.2.1.3 Densidad relativa del gas

Es la relación de la densidad del gas con respecto a la densidad del aire medida a condiciones estándar de presión y temperatura (1.033 [kg/cm²] y 20 [°C]). La densidad relativa del gas se relaciona con el peso molecular por la siguiente ecuación:

$$\gamma_g = \frac{M}{M_{aire}} = \frac{M}{29[lb/lb_{mol}]} \dots\dots\dots(1.3)$$

1.2.1.4 Factor de desviación de los gases reales, Z

Partiendo de la ley de los gases ideales sabemos que existe esta relación:

$$PV = nRT \dots\dots\dots(1.4)$$

$$R = 10.732 (lb/pg^2 abs-pies^3)/(lbmmol-°R).$$

Para gases reales, el *factor de desviación z* se define como:

$$z = \frac{V_{real}}{V_{ideal}} \dots\dots\dots(1.5)$$

El factor de desviación se relaciona con la ecuación de gases reales como:

$$z = \frac{PV}{nRT} \dots\dots\dots(1.6)$$

El factor de compresibilidad para un gas natural puede ser aproximado con la Fig. 1.1.

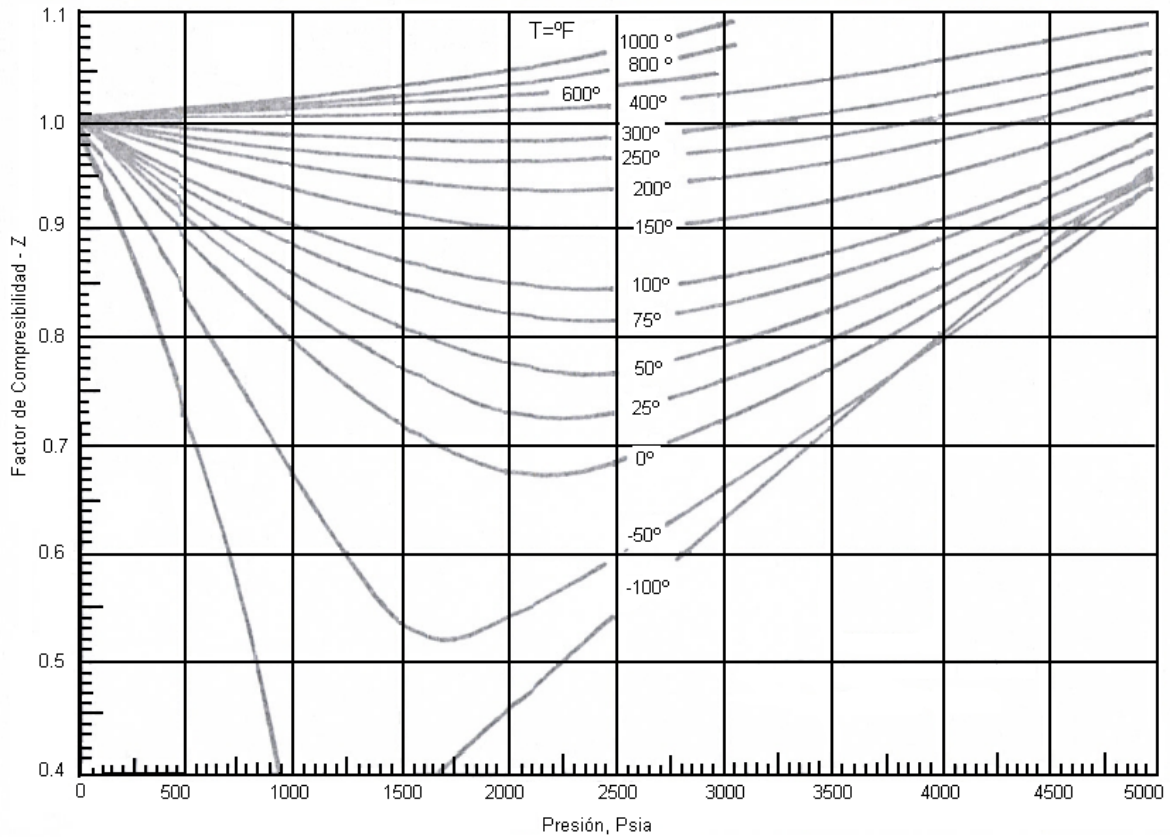


Fig. 1.1: Factor de compresibilidad del gas natural de bajo peso molecular, GPSA.

1.2.1.5 Densidad del gas

La densidad del gas está dada por:

$$\rho_g = 27 \frac{\gamma_g P}{Tz} \dots\dots\dots(1.7)$$

$$\rho_g = 0.093 \frac{MP}{Tz} \dots\dots\dots(1.8)$$

Donde:

- ρ_g = Densidad del gas, [lb/pie³].
- P = Presión, [psia].
- T = Temperatura, [°R].
- z = Factor de compresibilidad del gas.

1.2.1.6 Factor de volumen del gas de formación, Bg

Se define como la relación del volumen de gas a condiciones del yacimiento con respecto a la misma cantidad del gas, pero a condiciones estándar, se tiene:

$$B_g = \frac{V_g @ c.f.}{V_g @ c.e.} = \frac{z_{cf} T_{cf}}{P_{cf}} \left(\frac{P_{ce}}{z_{ce} T_{ce}} \right) \cong \frac{z_{cf} T_{cf}}{P_{cf}} \left(\frac{P_{ce}}{T_{ce}} \right) \dots\dots\dots(1.9)$$

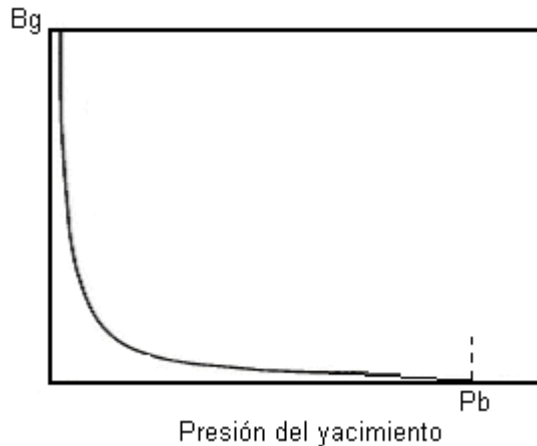


Fig. 1.2: Comportamiento de Bg con respecto a la presión en un proceso isotérmico, Mc Cain.

La Fig. 1.2 presenta el comportamiento isotérmico común del factor de volumen del gas de formación respecto a la presión del yacimiento.

1.2.1.7 Viscosidad del gas

Es una medida de la resistencia al flujo ejercida por un fluido. Si se mide el esfuerzo cortante y el gasto cuando un fluido se encuentra en movimiento entre dos placas paralelas, en donde una placa se mueve con respecto a la otra placa para un gasto cualquiera, se puede encontrar que el esfuerzo cortante es directamente proporcional al gasto, es decir:

$$\sigma_{xy} \propto \frac{d\bar{v}}{dy} \dots\dots\dots(1.10)$$

En donde la constante de proporcionalidad se define como la viscosidad del fluido, μ , es decir:

$$\sigma_{xy} = \mu_g \frac{d\bar{v}}{dy} \dots\dots\dots(1.11)$$

La Fig. 1.3 muestra la forma de la viscosidad del gas en función de la presión del yacimiento para tres temperaturas diferentes de yacimiento. Se observa que a presiones bajas la viscosidad del gas se incrementa conforme la temperatura aumenta. Sin embargo, a presiones altas la viscosidad del gas decrece conforme la temperatura aumenta.

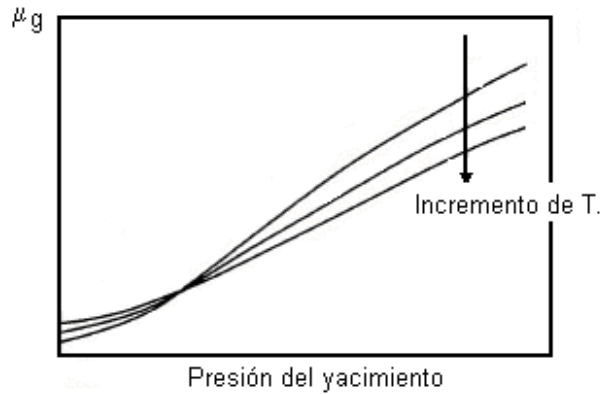


Fig. 1.3: Comportamiento de la μ_g , con la presión y temperatura, Mc Cain.

La Fig. 1.4 puede ser utilizada para estimar la viscosidad de un gas hidrocarburo para varias condiciones de presión y temperatura si se conoce la densidad relativa del gas.

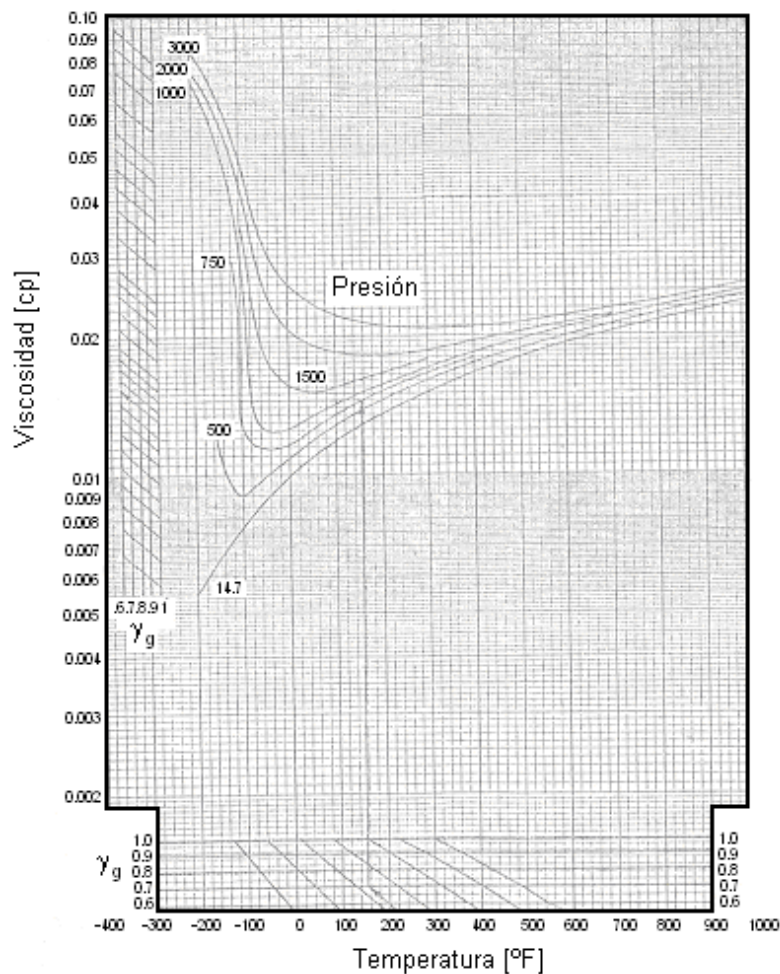


Fig. 1.4: Comportamiento de la viscosidad del gas, Arnold.

1.2.1 Propiedades del aceite

1.2.2.1 Densidad relativa del aceite

Es la relación de la densidad del aceite con respecto a la densidad del agua:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \dots\dots\dots(1.12)$$

Los grados API están relacionados con la densidad relativa del aceite por la siguiente ecuación:

$$^\circ API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \dots\dots\dots(1.13)$$

La Fig. 1.5 se puede utilizar para aproximar el valor de la densidad relativa del líquido cuando se presenta un incremento o decremento de la temperatura, asumiendo que no existe un cambio de fases.

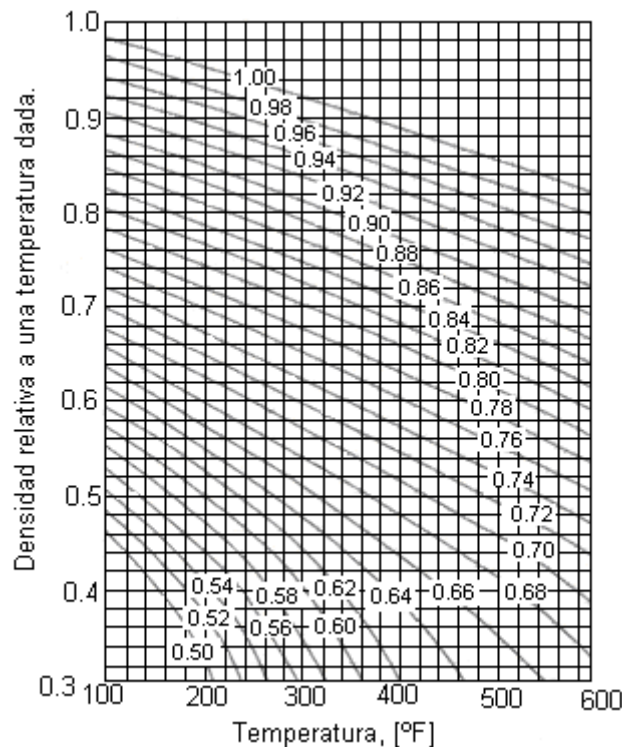


Fig. 1.5: Aproximación de la densidad relativa de los componentes del aceite, GPSA.

1.2.2.2 Factor de volumen de formación del aceite, B_o

Se define como el volumen de aceite del yacimiento (con su gas disuelto) que se necesita para producir un barril de aceite a condiciones estándar:

$$B_o = \frac{\text{(volumen de aceite + gas disuelto)@ c.f.}}{\text{volumen de aceite@ c.e.}} \dots\dots\dots(1.14)$$

Siendo siempre menor el denominador debido a:

1. La liberación del gas disuelto en el aceite conforme la presión decrece desde la presión del yacimiento a la presión de la superficie.
2. La reducción en la presión causa una expansión ligera del aceite remanente.
3. El aceite remanente también se contrae debido a la reducción en la temperatura.

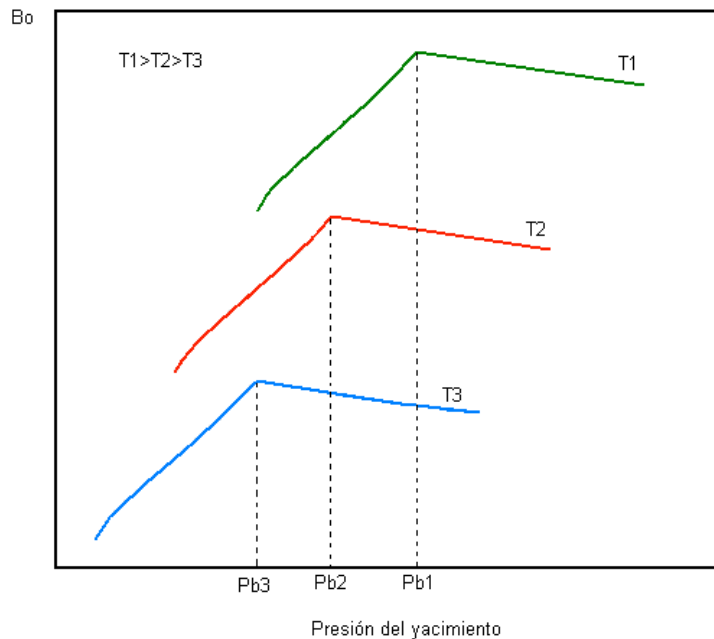


Fig. 1.6: Comportamiento típico del B_o con respecto a la presión para un aceite negro a diferentes temperaturas de yacimiento, Mc Cain.

Si la presión del yacimiento se pudiera reducir a la presión atmosférica, el valor del factor de volumen de formación sería muy cercano a 1. Luego, una reducción en temperatura a 60°F sería requerida para obtener un valor del factor de volumen de formación igual 1. Por arriba de la presión de burbuja, el factor de volumen de formación disminuye al tiempo que aumenta la presión (debido a la compresibilidad del aceite). Por debajo de la presión de burbuja, el factor de volumen de la formación decrece al disminuir la presión (se vaporizan los componentes ligeros).

1.2.2.3 Relación de solubilidad, R_s

Es la relación del volumen de gas disuelto en el aceite medido a condiciones estándar con respecto al volumen de aceite medido a condiciones estándar:

$$R_s = \frac{\text{volumen de gas disuelto en el aceite @ c.e.}}{\text{volumen de aceite @ c.e.}} = \frac{V_{gd} @ c.e.}{V_o @ c.e.} \dots (1.15)$$

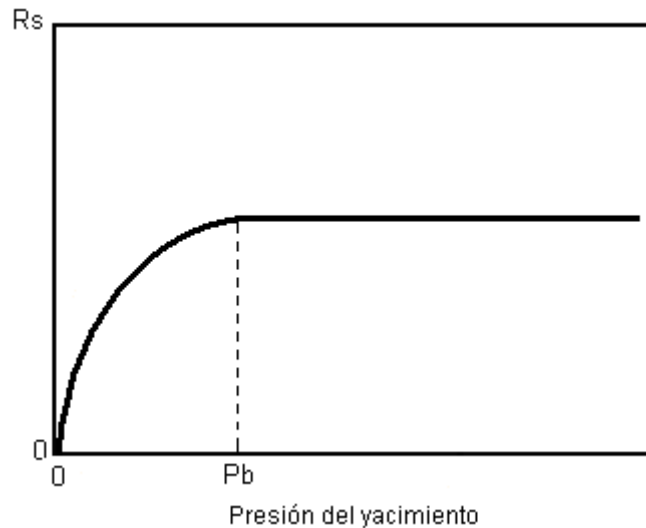


Fig. 1.7: Comportamiento de R_s con respecto a la presión, Mc Cain.

Para presiones superiores a la presión de burbuja (P_b), la R_s presenta un comportamiento constante pues el gas no se libera en el espacio poroso y la mezcla total del fluido se produce dentro del pozo. Para presiones menores a la P_b el comportamiento de la R_s es proporcional a la caída de presión en el yacimiento, debido a que más y más gas se libera, quedando atrapado en el casquete de gas y no dejando que fluya hacia los pozos productores, dejando menos cantidad de gas disuelto en el líquido.

1.2.2.4 Relación gas-aceite instantánea, RGA

Considerando que los fluidos de la corriente de alimentación del pozo son el aceite, el gas que estaba disuelto en el aceite (gd) y del gas libre que se encontraba en el yacimiento (gl), la RGA está definida como la relación del gasto total del gas producido con respecto al gasto de aceite producido:

$$RGA = \left(\frac{q_{gd} + q_{gl}}{q_o} \right) @ c.e. = \frac{q_g @ c.e.}{q_o @ c.e.} \dots (1.16)$$

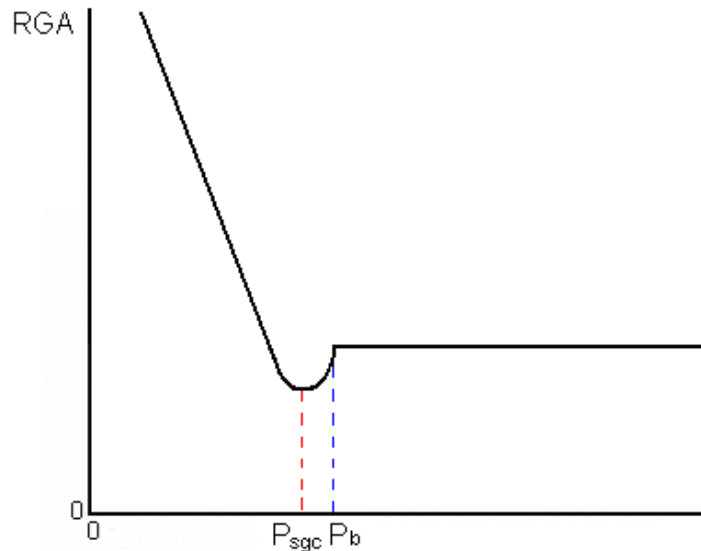


Fig. 1.8: Comportamiento de la RGA con respecto a la presión, Mc Cain.

1.2.2.5 Viscosidad del aceite

Es una propiedad dinámica de los fluidos que indica la resistencia al flujo y sólo puede ser medida cuando el fluido está en movimiento. Se tienen dos tipos de viscosidad, la viscosidad absoluta (dinámica) μ [centipoises] y la viscosidad cinemática, ν [centistokes]. Estos conceptos son relacionados mediante la siguiente expresión:

$$\mu = \rho_o \nu \dots\dots\dots(1.17)$$

En la Fig. 1.9 se muestra el comportamiento de la viscosidad del aceite con respecto a la presión. La viscosidad del líquido decremanta con el incremento de la temperatura.

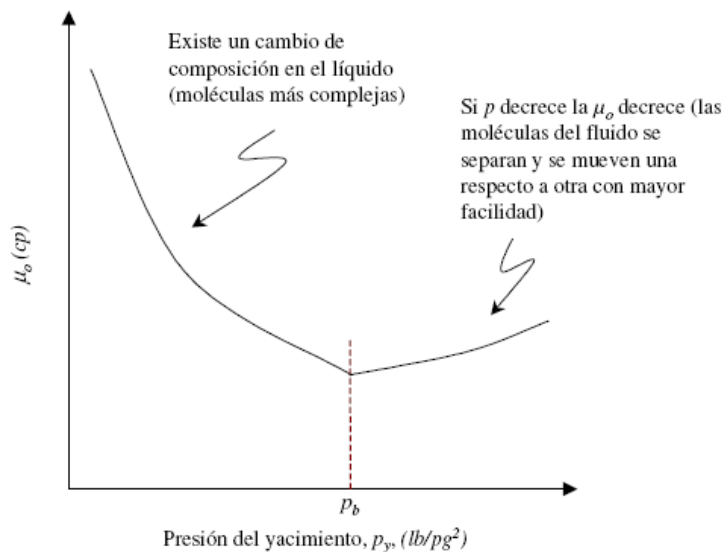


Fig. 1.9: Comportamiento de la viscosidad con la presión, Mc Cain.

Si la viscosidad es conocida únicamente a una sola temperatura, se puede utilizar la Fig. 1.10 para determinar el comportamiento de la viscosidad a diferentes temperaturas marcando una línea paralela entre los crudos "A", "C" y "D" dependiendo del fluido que se tenga.

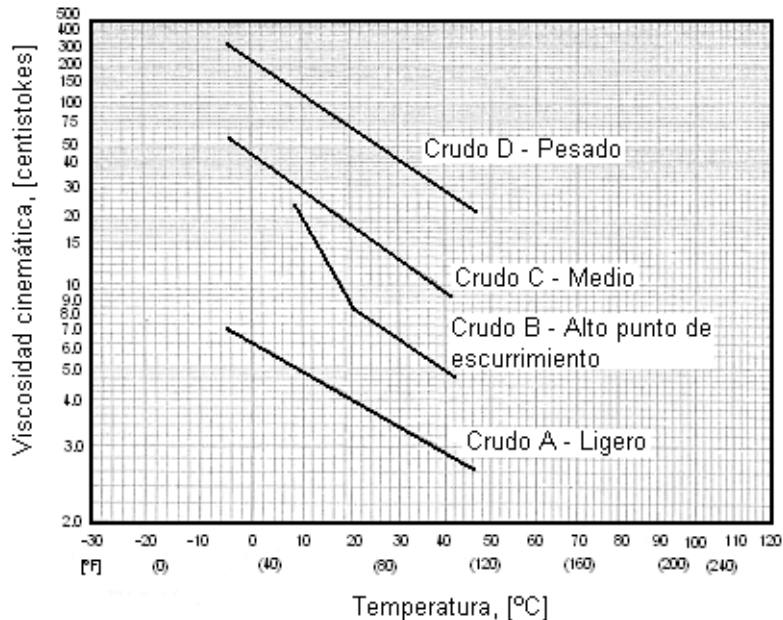


Fig. 1.10: Comportamiento de la viscosidad con respecto a la temperatura para diferentes tipos de aceites, ASTM D-341.

Se debe de tener cuidado para asegurar que el crudo presente un punto de fluidez dentro del rango de temperatura de interés. Si es así, la relación de temperatura-viscosidad puede ser mostrada por el crudo "B".

En ausencia de cualquier dato de laboratorio, existen correlaciones que relacionan a la viscosidad con la temperatura dando una densidad del aceite. La siguiente ecuación fué desarrollada por Beggs y Robinson después de observar 460 sistemas de aceite y relaciona a la viscosidad, densidad y a la temperatura:

$$\mu = 10^x - 1 \dots\dots\dots(1.18)$$

Donde:

- μ = Viscosidad del aceite, [cp]
- T = Temperatura del aceite, [°F].
- $x = yT^{-1.163}$
- $y = 10^z$
- $z = 3.0324 - 0.02023^\circ API$

Los datos utilizados para obtener esta relación incluyen un rango de densidad relativa de 10 a 40 °API y un rango de temperatura entre 70 y 295 [°F]. La Fig. 1.11 es una gráfica que representa a la ecuación 1.18.

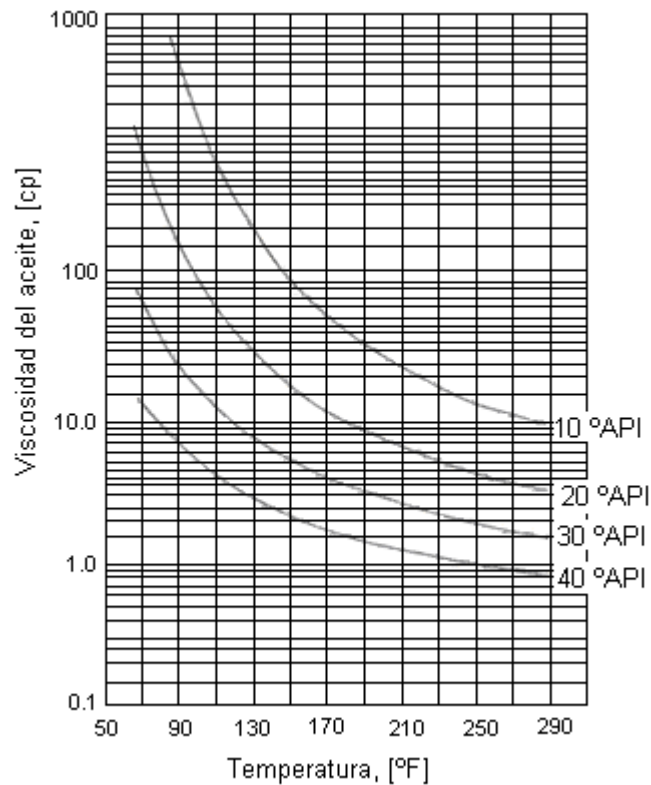


Fig. 1.11: Comportamiento de la viscosidad del aceite en función de la temperatura y de la densidad , Arnold.

La viscosidad del agua producida depende de la cantidad de sólidos disueltos en el agua así como de la temperatura; sin embargo, para la mayoría de las situaciones prácticas ésta varía de 1.5 a 2 centipoises para 50 [°F], de 0.7 a 1 centipoise para 100 [°F] y de 0.4 a 0.6 centipoises para 150 [°F].

Cuando se forma una emulsión de gotas de agua dispersas en aceite, la viscosidad de la mezcla es más grande que la viscosidad de los dos fluidos, si ambos fueran una fase continua. La Fig. 1.12 muestra algunos datos experimentales de una mezcla de aceite y agua tomada del campo del sur de Louisiana.

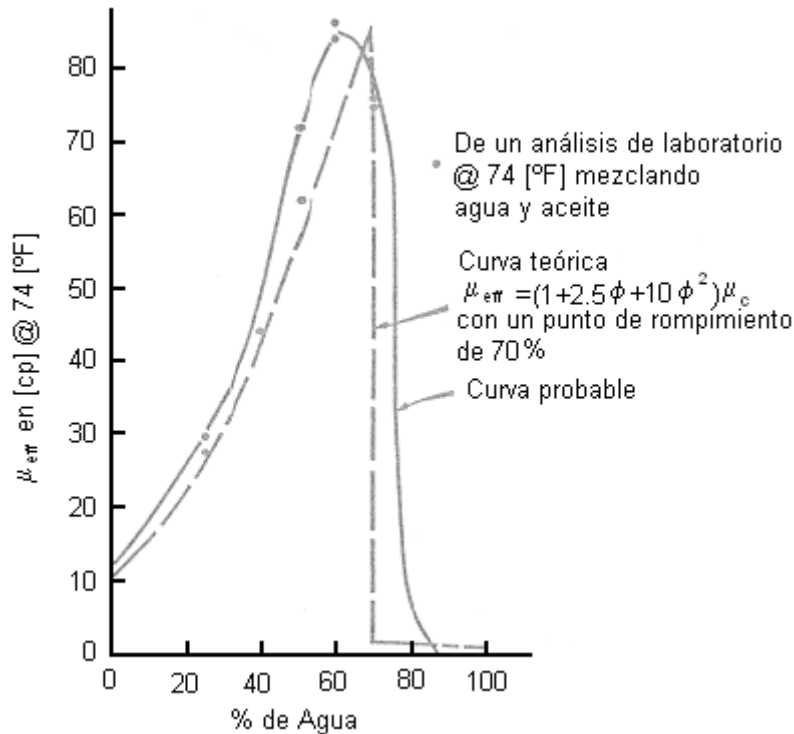


Fig. 1.12: Viscosidad efectiva de una mezcla agua aceite, Arnold.

El aceite y agua producidos fueron mezclados vigorosamente y la viscosidad se midió para varios porcentajes de agua, para un corte de agua del 70%, la emulsión se empezó a romper. Por lo tanto, para aproximadamente un corte de agua del 70% el aceite deja de ser la fase continua y el agua se convierte en la fase continua. Los datos de laboratorio graficados en la Fig. 1.12 fueron relacionados con la ecuación de Vand (Arnold, 1983) asumiendo un punto de rompimiento del 70%. Esta ecuación es escrita de la forma:

$$\frac{\mu_{eff}}{\mu_c} = 1 + 2.5\phi + \phi^2 \dots\dots\dots(1.19)$$

Donde:

μ_{eff} =Viscosidad efectiva.

μ_c =Viscosidad de la fase continua.

ϕ =Fracción de volumen de la fase discontinua.

1.3 Envoltorio de fases

Para comprender la fase de equilibrio de los hidrocarburos es fundamental el diseño y análisis de la envoltorio de fases de la mezcla de aceite y gas en el yacimiento, la tubería de producción y el equipo superficial.

La fase de un fluido es una mezcla de hidrocarburos (o algún otro material) que es uniforme en sus propiedades a lo largo de su extensión, ésta puede ser líquido o vapor. El líquido tiene definido su volumen, porque sus moléculas se mantienen más o menos a una distancia fija con respecto a otras, debido a las fuerzas atractivas intermoleculares. Si la energía suficiente es impartida en las moléculas para romper la fuerza atractiva local, éstas son separadas, vaporizadas y viajan aleatoriamente en el estado vapor, ocupando un volumen disponible. Las fases vapor y líquido coexisten en los equipos de procesamiento de tal manera que es importante poder predecir su presencia y propiedades. Se pueden hacer medidas experimentales para establecer las condiciones necesarias en algunas predicciones, pero éstas son muy caras, así que se utilizan técnicas matemáticas ya desarrolladas. La producción de hidrocarburos y de agua o salmuera tiene muchas limitantes de solubilidad una respecto a otra, la presencia del agua líquida y el vapor de agua podrían saturar a los hidrocarburos gaseosos; sin embargo, la concentración de vapor de agua es relativamente baja y su presencia no causa efectos materiales en el equilibrio de las fases de los hidrocarburos. La envoltorio de fase es discutida bajo dos temas:

- La envoltorio de fase del fluido
- El cálculo del equilibrio

1.3.1. Envoltorio de fases del fluido

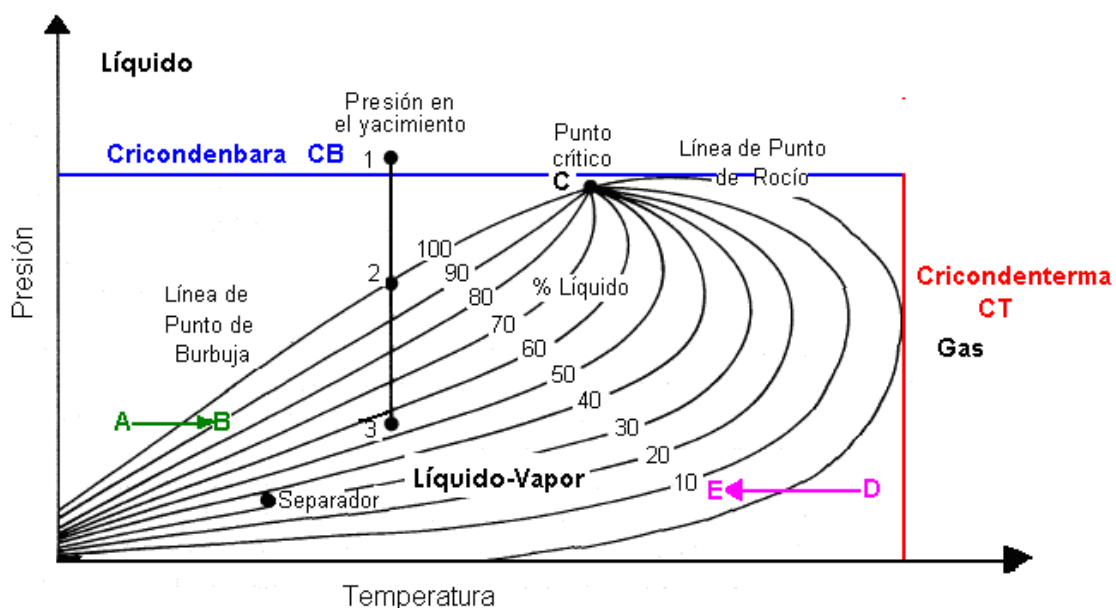


Fig. 1.13: Representación del diagrama de fases, Manning.

La Fig. 1.13 representa el diagrama de fases de un aceite pesado. La presión está representada en el eje de las ordenadas, en tanto la temperatura se encuentra en el eje de las abscisas.

A continuación se citará el comportamiento que se tiene en una envolvente de fases de acuerdo a las condiciones de presión y temperatura que se tengan (Fig. 1.13):

- En la parte superior izquierda de la envolvente, la presión es suficientemente alta y la temperatura bastante baja para mantener el fluido del yacimiento en estado líquido.
- Dentro de la envolvente de fase la presión ha decaído a niveles que permiten la formación de vapor, la cual existe en equilibrio con líquido remanente. El equilibrio de las fases tiene diferentes composiciones, con más componentes ligeros en la fase vapor que en la fase líquida.
- En la parte derecha inferior de la envolvente de fases la presión es baja y la temperatura alta lo que ocasiona que solamente exista vapor.

Las partes que conforman el diagrama de fase en la figura anterior son:

- Curva de burbujeo: Es la línea entre la fase líquida y la región líquido-vapor, si consideramos una isobara del punto A al B, teniendo a la fase líquida en el punto A y a las dos fases en el B, podemos ver la transición de fases marcada por la primera burbuja de vapor que se forma al cruzar dicha línea, por lo que si a la mezcla se le adiciona calor, más y más vapor es formado.
- Curva de rocío: Es la línea entre la región líquido-vapor y la fase gaseosa. Si el vapor en el punto D es enfriado a presión constante, la primera gota de líquido (o rocío) se forma en la línea del punto de rocío. Entonces si en la mezcla se adiciona frío, más y más líquido es formado.

Una conclusión de este comportamiento es que la mezcla de hidrocarburos tiene rangos de ebullición y condensación a presión constante en vez de un punto de ebullición y condensación.

- Punto crítico: Está representado con la letra C, a éstas condiciones de presión y temperatura la fase líquida y gaseosa tienen las mismas propiedades intensivas, en este punto convergen las curvas de burbuja y de rocío.
- Cricodenterma: Es la recta vertical CT, arriba de ésta temperatura las dos fases no pueden ser producidas a cualquier presión por lo que sólo se tiene la presencia de gas.
- Cricondenbara: Es la asíntota horizontal CB, arriba de esta presión y a temperaturas menores a la crítica no se pueden producir dos fases por lo que únicamente existe líquido.

Una descripción completa de la envolvente de fases de una mezcla incluye la consideración de la fase sólida, debido a que los sólidos no se encuentran en el proceso a condiciones normales, éstos serán omitidos para las siguientes discusiones.

El comportamiento de flujo de los hidrocarburos cambia notablemente dependiendo del punto de burbuja y de rocío, debido a la cristalización de parafinas y asfaltenos que no representan un congelamiento real del aceite.

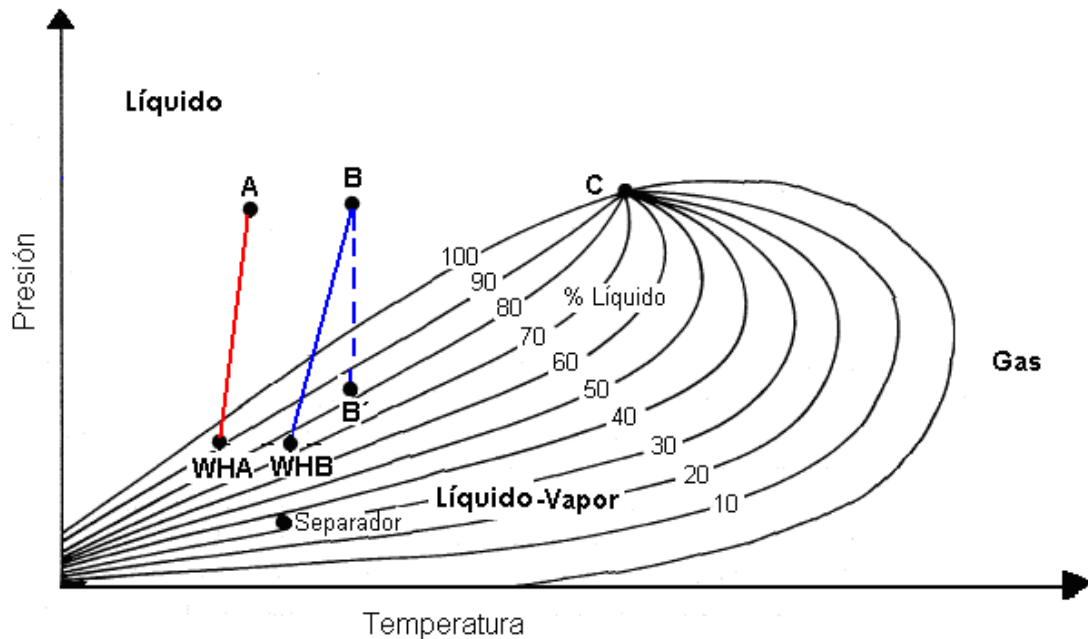


Fig. 1.14: Representación de un diagrama de fases para un aceite negro y volátil, Manning.

La Fig. 1.14 muestra esquemáticamente una trayectoria típica de flujo desde el yacimiento hasta la cabeza del pozo para un aceite negro (A-WHA) y un aceite volátil (B-WHB). El punto A en la figura muestra la presión y temperatura de un aceite negro que se encuentra en estado líquido. Si el aceite es producido a condiciones de yacimiento A, entonces la temperatura y la presión del aceite bajarán a través de su viaje ascendente en la tubería de producción, la presión baja por la pérdida de la columna hidrostática y por las pérdidas de fricción en la tubería mientras que la temperatura baja por la transferencia de calor del aceite con los alrededores de la tubería que son más fríos. Si la vaporización ocurre, la temperatura cae cada vez más porque la energía requerida llega del fluido mismo. Al final de la línea se tiene el punto WHA representa las condiciones de presión y temperatura en la cabeza del pozo, se puede observar que una pequeña cantidad de gas es formada, describiendo un yacimiento con un "aceite con baja RGA". Si el aceite que es producido en condiciones de yacimiento B se lleva a condiciones a la cabeza del pozo WHB, mucho más vapor es formado, de tal manera que el fluido es un "aceite con alta RGA".

Las condiciones del punto B muestran un yacimiento de aceite bajo saturado, si la presión del yacimiento empieza a declinar a los niveles del punto B', las dos fases podrían existir, esta condición no es deseable porque la fase vapor y líquido no tienen la facilidad de flujo en la rocas del yacimiento, debido a que las dos fases viajan a diferentes velocidades a través de los poros de las rocas; de tal forma que se puede tener una tendencia para producir menos líquido, que si la presión es mantenida en el punto B. Por ello el agua de inyección es frecuentemente usada al comienzo de la producción del aceite con el propósito de mantener la presión.

Las mediciones experimentales de la envolvente son determinadas dependiendo del lugar de los puntos de rocío y de burbuja en celdas de volumen variable. La determinación puede ser visual con celdas de ventana o en base a los puntos de ruptura en los datos de presión volumen. Jacoby y Yarborough (1967) y otros describen aparatos y técnicas. Dichas mediciones son extremadamente largas y caras, algunos datos pueden ser usados en el desarrollo de métodos cuantitativos para predecir la envolvente de fase.

Los métodos computarizados usan ecuaciones de estado y requieren muchos cálculos complejos, también son una ayuda para el cálculo de equilibrio pero no son exactos además pueden ser más caros. Estos cálculos son satisfactorios para el gas natural pero son imprácticos para el aceite crudo.

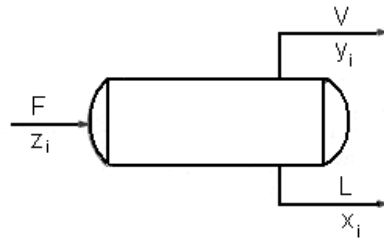
1.3.2 Cálculos de equilibrio

Existen básicamente dos cálculos de equilibrio de fase:

1. Diagrama de fase.
2. Equilibrio flash.

La nomenclatura para los cálculos de equilibrio de fase se muestran en la Fig. 1.15, los cálculos de equilibrio de fase se usan cuantitativamente. K_i está definida como la relación de equilibrio líquido-vapor o simplemente, el valor de K :

$$K_i = \frac{y_i}{x_i} \dots\dots\dots(1.20)$$



F = Gasto de alimentación, [moles/hr]
 L = Gasto de líquido, [moles/hr]
 V = Gasto de gas, [moles/hr]
 z_i = Fracción mol del componente en la mezcla de alimentación
 x_i = Fracción mol del componente en el líquido
 y_i = Fracción mol del componente en el gas

Fig. 1.15: Representación de un separador y nomenclatura, Manning.

Los valores de K están en función de la temperatura, presión y composición.

1.3.2.1 Diagrama de fase

Este tipo de cálculos determinan la envolvente de fases, es decir, la curva de burbujeo y de rocío. En general, los cálculos de punto de burbuja son útiles para estimar las condiciones del yacimiento, pero no son indispensables para cálculos en operaciones superficiales excepto para el uso de estabilizadores y fraccionadores. El cálculo para el punto de rocío no es usado para estudios de procesos del aceite crudo.

Cálculo del punto de burbuja

Los cálculos están basados en el concepto de que la primera burbuja de gas es formada y se considera que no cambia apreciablemente la composición de mezcla de alimentación "Z". La composición de la burbuja de vapor es por definición:

$$y = KZ \dots\dots\dots(1.21)$$

La suma de la fracción mol de cada componente para cualquier fase debe ser uno:

$$\sum y = \sum KZ = 1.0 \dots\dots\dots(1.22)$$

Así, la tarea es encontrar la temperatura T de tal modo que cuando las K's son obtenidas para una temperatura T dada una presión P, la suma de las KZ's es igual a uno, dentro de un aceptable error de tolerancia. El proceso es por ensaye y error, el cual se realiza con las ecuaciones anteriormente descritas, si la temperatura es dato en lugar de la presión, la presión de punto de burbuja es calculada similarmente.

Cálculo de punto de rocío

Para el cálculo de punto de rocío, la composición de la alimentación de vapor es conocida y se desea conocer a que temperatura el gas (o vapor) puede comenzar a condensarse al tener una presión dada. Cuando la primera gota de líquido es condensada la composición de alimentación de vapor esencialmente no cambia por lo que la fracción mol del líquido de cada componente es:

$$x = \frac{Z}{K} \dots\dots\dots(1.23)$$

Además la sumatoria de las x debe ser uno:

$$\sum x = \sum \frac{Z}{K} = 1.0 \dots\dots\dots(1.24)$$

Se requiere un proceso iterativo de ensaye y error, una temperatura es determinada y corresponde encontrar a K, la sumatoria de x es calculada y comparada con uno. La temperatura es ajustada para que sea satisfactorio el punto de rocío requerido en la ecuación 1.24.

1.3.2.2 Equilibrio flash.

Este proceso estima el porcentaje de vaporización y la composición de la fase en equilibrio para mezclas que son parcialmente vaporizadas o condensadas, estos cálculos son importantes en la simulación de trenes de separación usados en la estabilización del aceite. Para una presión y temperatura dada, cada componente de la mezcla de hidrocarburos estará en equilibrio. Primero se necesita corroborar si la mezcla está arriba del punto de burbuja o debajo de la temperatura del punto de rocío usando las siguientes relaciones:

$$\sum KZ > 1.0 \quad \text{Se garantiza que el vapor está presente} \dots\dots\dots(1.25)$$

$$\sum \frac{Z}{K} > 1.0 \quad \text{Se garantiza que el líquido está presente} \dots\dots\dots(1.26)$$

Si ambas sumas son mayores a uno, se procede a realizar el cálculo de separación flash, en caso contrario solamente tenemos una fase presente. Si la suma en la ecuación 1.25 es menor o igual a uno, solamente el líquido está presente y si la suma en la ecuación 1.26 es menor o igual a uno solamente la fase gaseosa está presente.

En general, el vapor y el líquido en un separador se aproximan al equilibrio el uno con el otro. Se considera que la formación de gotas puede causar pequeñas desviaciones, ya que el tiempo de contacto suficiente está en prueba y considera que no es excesivo, los productos del separador están fundamentalmente en equilibrio.

Los cálculos flash combinan la corriente total en balance de materia, el componente y la relación de equilibrio

La corriente total de balance $F = L + V$ (1.27)

Balance de componente $Fz = Lx + Vy$ (1.28)

Relación de equilibrio $y = Kx$ (1.20)

Juntando las dos últimas ecuaciones y considerando una mezcla de alimentación de 1.0 mol:

$$x = \frac{Z}{L + VK} \dots\dots\dots(1.29)$$

Donde:

$$V = 1 - L \dots\dots\dots(1.30)$$

Finalmente, la ecuación de la sumatoria para x aplicable.

$$\sum x = 1.0 \dots\dots\dots(1.24)$$

La composición vapor es entonces obtenida para usar en la ecuación 1.20

La “Gas Processor Suppliers Association” (GPSA) presentó unas gráficas con los valores de “K” para los componentes importantes en una mezcla de hidrocarburos. Dichos valores son para una presión específica de “convergencia” que considera la composición de la fase líquido y vapor. La presión de convergencia es leída de una gráfica de presión de convergencia contra temperatura de operación. En la mayoría de los campos de aceite, las aplicaciones de la presión de convergencia están entre 2000 y 3000 [psia] pero también es posible encontrar presiones entre 500 y 1500 [psia]. Si la presión de operación es mucho más baja que la presión de convergencia, la constante de equilibrio “K” no es afectada considerablemente por la presión de convergencia. Por lo tanto, utilizando una presión de convergencia de 2000 [psia], se tiene una buena primera aproximación para los demás cálculos de separación flash. Cuando se requiere una mayor precisión, la presión de convergencia debe ser calculada.

Si consideramos una corriente de alimentación cualquiera se tiene:

$$K_j = \frac{V_j/V}{L_j/L} \dots\dots\dots(1.31)$$

Si la K_j para cada componente y la relación de los moles totales de la fase vapor y de la fase líquido (V/L) son conocidos, entonces los moles del componente j en la fase vapor (V_j) y los moles en la fase líquido (L_j) pueden ser calculados de la siguiente manera:

$$V_j = \frac{K_j F_j}{\left(\frac{V}{L}\right) + K_j} \dots\dots\dots(1.32)$$

$$L_j = \frac{F_j}{K_j \left(\frac{V}{L}\right) + 1} \dots\dots\dots(1.33)$$

Los valores de V y L son determinados sumando V_j y L_j utilizando una solución iterativa haciendo primero una estimación de (V/L) calculando V_j y L_j para cada componente y sumándolos para obtener los moles totales de gas (V) y de líquido (L) y entonces se hace la comparación del valor de (V/L) calculado y el asumido. Para hacer este procedimiento es muy útil considerar la siguiente relación:

$$L = \frac{F}{1 + \left(\frac{V}{L}\right)} \dots\dots\dots(1.34)$$

Entonces una vez que se supone el valor de V/L , es fácil calcular el valor supuesto que le corresponde a L . Lo anterior está mejor ilustrado por el ejemplo que se muestra en la tabla 1.1.

Tabla 1.1: Cálculos de una separación flash a 1000 [psia] y 100 [°F]						
Componente	Fracción mol en porcentaje	K_j	V/L=1.5 L=40 L_j	V/L=0.5 L=66.7 L_j	V/L=1 L=50 L_j	V_j
CO ₂	0.22	1.88*	0.06	0.11	0.08	0.14
N ₂	0.09	3.50	0.01	0.03	0.02	0.07
Metano	63.35	2.80	12.18	26.40	16.67	46.68
Etano	4.21	0.96	1.73	2.84	2.15	2.06
Propano	2.09	0.38	1.33	1.76	1.51	0.58
I-Butano	0.68	0.22	0.51	0.61	0.56	0.12
N-Butano	1.08	0.18	0.85	0.99	0.92	0.16
I-Pentano	0.47	0.10	0.41	0.45	0.43	0.04
N-Pentano	0.38	0.09	0.33	0.36	0.35	0.03
Hexano	1.36	0.05	1.20	1.33	1.30	0.06
Heptano ⁺	26.07	.006**	25.84	25.99	25.91	0.16
	100.00		44.45	60.87	49.90	50.10
					100.00	

*Calculado con $K_{CO_2} = (K_{C_1} + K_{O_2})^{1/2}$.

** Simulado con decano.

La fracción mol (columna 2) para cada componente son dados de una prueba de laboratorio. La columna 3 es determinada de las gráficas de K_N , asumiendo una presión de convergencia de 2000 [psia]. La columna 4 es obtenida de la ecuación 1.33, asumiendo $F=100$ moles y $V/L=1.5$, por lo que $L=40$ moles.

Con las consideraciones anteriores el valor de la suma de las L_N calculadas (L) es 44.45 moles y es graficado en la Fig. 1.16 como el punto "1". Otra consideración es hecha con $V/L=0.5$ ($L=66.7$ moles) en la columna 5 y el valor de L calculado es de 60.87, el cual es graficado como el punto "2".

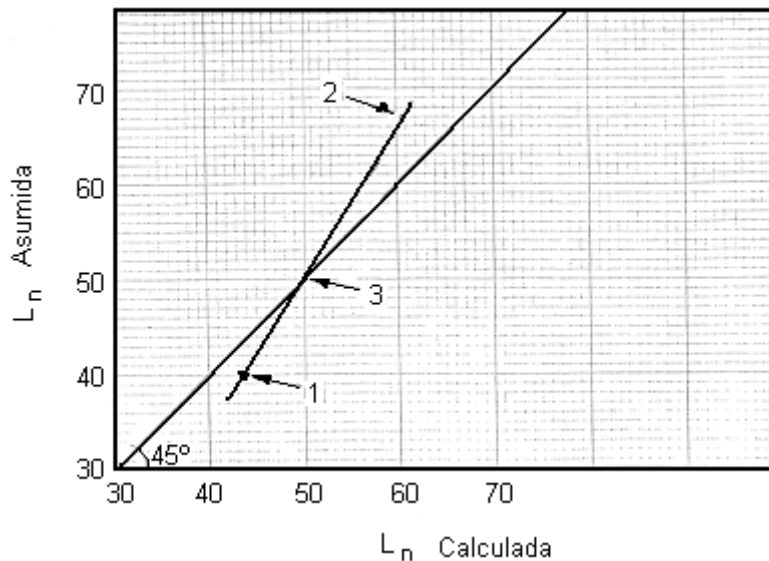


Fig. 1.16: Interpolación de los resultados de los cálculos flash, Arnold.

El punto "3" en la gráfica representa la intersección de los valores asumidos y calculados, indicando un valor de $L=50$ a la cual le corresponde un valor de $V/L=1.0$. Lo anterior es tabulado en la columna 6. Se puede observar que el valor de L calculado es de 49.9. La columna 7, en la cual se caracteriza a la corriente de gas, se obtiene mediante la diferencia entre la columna 6 y la columna 2.

Aproximación de los cálculos de la separación flash

Los cálculos de separación flash involucran errores aritméticos debido al manejo anteriormente mencionado, éstos son usualmente producidos por las computadoras. Algunas veces es necesario obtener una estimación rápida del volumen de gas que se separa de una corriente de aceite a varias presiones.

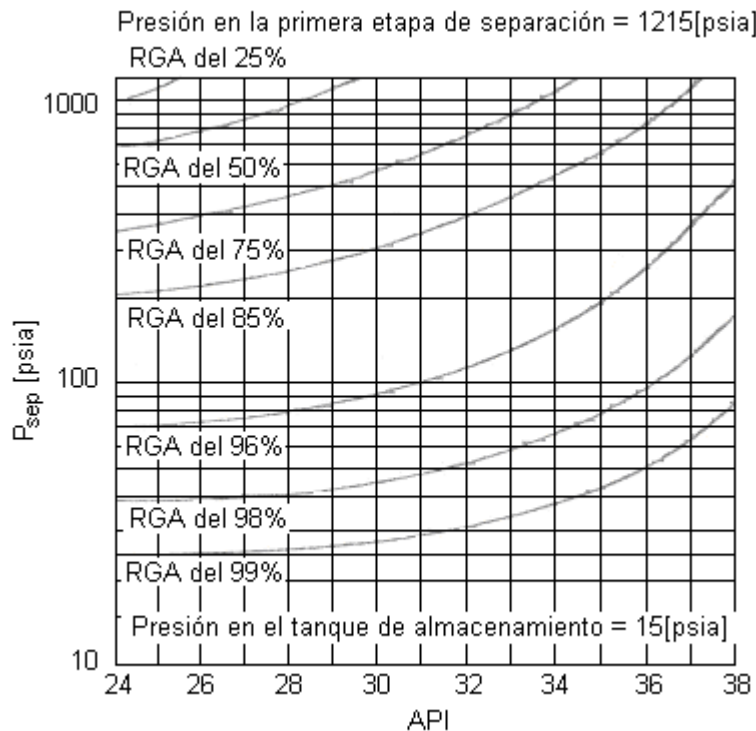


Fig. 1.17: Estimación preliminar del porcentaje de la RGA de acuerdo a los °API del líquido obtenido del tanque de almacenamiento y a las presiones de separación utilizadas en crudos de las costas del Golfo de México.

La Fig. 1.17 fue desarrollada para la separación de varios aceites de diferentes densidades a diferentes rangos de presión, siendo una muy buena aproximación rápida pues está sujeta a un error aceptable. La curva no puede ser utilizada para cálculos de separación flash en pozos de gas donde se obtiene condensado. Su forma depende de la presión inicial de separación, del número de etapas, de la presión y de la temperatura.

Para explicar el uso de la curva se realizará un ejemplo:

Supóngase un crudo de 30 °API con una RGA de 500 [pies³/bl] que será separado a 1215, 500 y 50 [psia] antes de llevarlo al tanque de almacenamiento.

Solución:

Para un de 30 °API y una presión de separación de 1215 [psia], de la Fig. 1.17 se espera que el 50% del volumen original del gas se separe del crudo, quedando una RGA de 250 [pies³/bl]. En la etapa de separación de 500 [psia] se espera una separación de aproximadamente el 75% del volumen original del gas dando una RGA aproximada de 125 [pies³/bl] y en la etapa de separación de 50 [psia] se espera que se separe cerca de un 98% de gas del volumen original lo que da una RGA de 10 [pies³/bl].

1.4 Ecuaciones de estado.

La más simple ecuación de estado es la ley de los gases ideales, ésta es razonablemente precisa únicamente para muy bajas presiones y altas temperaturas:

$$v = \frac{RT}{P} \dots\dots\dots(1.35)$$

Se han realizado mejores desarrollos para obtener ecuaciones de estado más precisas; sin embargo, muchas son apropiadas sólo para un rango limitado de condiciones de presión y temperatura o sustancias.

Las ecuaciones de estado más útiles para hidrocarburos son las llamadas *ecuaciones de estado cúbicas*, algunas de éstas serán discutidas en esta sección.

1.4.1 Ecuación de VAN DER WAALS

En 1873 Van der Waals determinó que la ley de los gases ideales no considera el volumen de las moléculas del fluido así como la atracción intermolecular entre éstas, entonces propuso introducir dos parámetros (a y b son constantes) teniendo:

$$P = \frac{RT}{(v-b)} - \frac{a}{v^2} \dots\dots\dots(1.36)$$

Lo que se menciona a continuación es una interpretación de la ecuación 1.36:

- Cuando v se aproxima a b , el primer término de la derecha de la ecuación llega a ser muy grande, por lo que la presión puede llegar a ser muy alta.
- El valor de v no puede ser menor que b , porque se presentaría una presión negativa.
- El segundo término de la derecha es interpretado como la medición de la atracción entre las moléculas.
- Cuando se tiene un valor de v muy pequeño (las moléculas están juntas), el segundo término llega a ser muy importante pues éste reduce el valor de la presión, en otras palabras las moléculas no se concentran totalmente en las paredes de un contenedor debido a la interacción que tienen entre ellas.
- Cuando v llega a ser muy grande, el valor de b es casi despreciable por lo que la ley de los gases ideales se convierte en una buena aproximación.

La ecuación 1.36 y otras ecuaciones de estado son explícitas con la presión; sin embargo, el caso usual en cálculos de equilibrio es que la presión y la temperatura son especificados y el volumen molar es calculado. Si la ecuación 1.36 es multiplicada por el mínimo común denominador, el resultado es el siguiente.

$$v^3 - \left(b + \frac{RT}{P}\right)v^2 + \left(\frac{a}{P}\right)v - \frac{ab}{P} = 0 \dots\dots\dots(1.37)$$

La ecuación 1.37 es una *ecuación cúbica* en donde la v es desconocida, ésta variable tiene la desventaja de que cambia de valores muy pequeños a muy grandes, una variable más accesible de manejar es el factor de compresibilidad z:

$$z = \frac{PV}{nRT} = \frac{Pv}{RT} \dots\dots\dots(1.38)$$

$$v = \text{volumen molar} = \frac{V}{n}$$

La ecuación 1.37 puede escribirse en términos de z como:

$$z^3 - (B + 1)z^2 + Az - AB = 0 \dots\dots\dots(1.39)$$

Donde:

$$A = \frac{aP}{(RT)^2}$$

$$B = \frac{bP}{RT}$$

En la mayoría de los cálculos el valor de z tiene un rango de 0 a 1, nótese que pueden ser tres valores de z los que satisfagan la ecuación 1.39:

- Si se obtiene un valor real y dos complejos conjugados, significa que sólo tenemos una fase presente en el sistema y utilizaremos el valor real.
- Si se obtienen tres valores reales, el valor que será utilizado dependerá de la situación, si la mezcla es un líquido el valor más pequeño de z es el seleccionado y si la mezcla es vapor, se utilizará el valor más grande.
- El valor intermedio no tiene un significado físico.

La evaluación de los parámetros a y b es realizada aplicando la ecuación 1.39 en el punto crítico, por lo cual las siguientes relaciones son consideradas:

$$\frac{\partial P}{\partial v} = 0 \dots\dots\dots(1.40a)$$

$$\frac{\partial^2 P}{\partial^2 v} = 0 \dots\dots\dots(1.40b)$$

Aplicando la ecuación 1.40a y 1.40b en la ecuación 1.36 tenemos:

$$a = \frac{27R^2T_c^2}{64P_c} \dots\dots\dots(1.41a)$$

$$b = \frac{RT_c}{8P_c} \dots\dots\dots(1.41b)$$

Estas expresiones proporcionan los siguientes valores para A y B:

$$A = \frac{aP}{(RT)^2} = \frac{27P_r^2}{64T_r} \dots\dots\dots(1.42a)$$

$$B = \frac{bP}{RT} = \frac{P_r}{8T_r} \dots\dots\dots(1.42b)$$

Donde:

$$T_r = \frac{T}{T_c}$$

$$P_r = \frac{P}{P_c}$$

Las ecuaciones 1.42a y 1.42b muestran que el factor de compresibilidad de la ecuación 1.39 está en función de la T_r y de la P_r , éste es un ejemplo del *teorema de los estados correspondientes*, la cual dice que las propiedades expresadas en términos adimensionales (como z) son las mismas para diferentes sustancias con la misma presión y temperatura reducida.

Aunque los conceptos fundamentales de la ecuación de Van der Waals son importantes, desafortunadamente la ecuación no se ajusta a datos experimentales.

1.4.2 Ecuación de REDLICH-KWONG (RK)

Redlich y Kwong demostraron que la ecuación de Van der Waals puede ser mejorada considerando al numerador del segundo término de la derecha en función de la temperatura y cambiando el denominador por $v(v+b)$:

$$P = \frac{RT}{(v-b)} - \frac{a}{T^{0.5}[v(v+b)]} \dots\dots\dots(1.43)$$

Estos simples cambios vuelven a la ecuación mucho más precisa para los gases, también se hizo una extensión para una mezcla de fluidos.

El procedimiento referido para obtener a la ecuación RK en términos de z con coeficientes en función de la presión y de la temperatura reducida da como resultado:

$$z^3 - z^2 + (A - B - B^2)z - AB = 0 \dots\dots\dots(1.44)$$

Donde:

$$A = 0.4278 \frac{P_r}{T_r^{2.5}} \dots\dots\dots(1.45)$$

$$B = 0.0867 \frac{P_r}{T_r} \dots\dots\dots(1.46)$$

Redlich y Kwong aplicaron su ecuación tanto para mezclas como para componentes puros.

1.4.3 Ecuación de SOAVE-REDLICH-KWONG (SRK)

Soave (1972) extendió el uso de la ecuación de Redlich-Kwong para líquidos y gases mediante una simple pero elegante manipulación, cambió el término de la temperatura de la ecuación 1.43, $a/T^{0.5}$, y lo reemplazó por el término $a_c\alpha(T)$:

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a_c\alpha(T)}{v(v+b)} \dots\dots\dots(1.47)$$

Soave hizo sustituciones para a y b desarrollando en la misma manera como lo hizo Van der Waals en su ecuación y obtuvo:

$$A = 0.42747\alpha(T) \frac{P_r}{T_r^2} \dots\dots\dots(1.48)$$

$$B = 0.08664 \frac{P_r}{T_r} \dots\dots\dots(1.49)$$

Las sustituciones llevan a la forma de la siguiente ecuación:

$$z^3 - z^2 + (A - B - B^2)z - AB = 0 \dots\dots\dots(1.50)$$

Pitzer y colaboradores (1955) encontraron valores de z para una sustancia pura y las colocaron en tablas y gráficas en función de la presión reducida, la temperatura reducida y de un tercer parámetro llamado factor acéntrico, ω , la adición de este tercer parámetro resulta en un mucho mejor ajuste que el obtenido únicamente con la presión y temperatura reducidas. El factor acéntrico está definido por la siguiente ecuación:

$$\omega = -\log_{10} \left[\frac{P_s}{P_c} \right]_{T_r=0.7} - 1 \dots\dots\dots(1.51)$$

P_s = Presión del vapor saturado a una temperatura reducida de saturación de 0.7.

El factor acéntrico está relacionado con la pendiente de la curva de presión de vapor reducida teniendo un valor de cero para moléculas simples (Ar, Kr y Xe) y tiene valores pequeños positivos para moléculas no esféricas (o acéntricas). La Fig. 1.18 es una gráfica del logaritmo de la presión de vapor reducida contra el recíproco de la temperatura reducida, ésta es muy cercana a una línea recta para fluidos reales. El valor de $\log_{10}(P_s/P_c)$ es leído para $T_s/T_c=0.7$, o $T_c/T_s=1/0.7=1.4286$. Entonces ω es calculado con la ecuación 1.51.

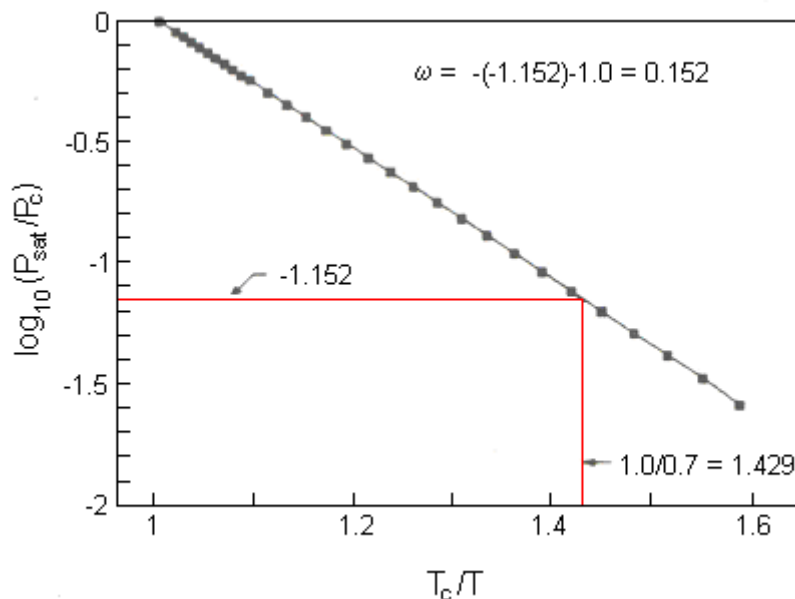


Fig. 1.18: Evaluación del factor acéntrico para el propano, Starling.

Siguiendo con el avance de Pitzer, Soave ajustó su $\alpha(T)$ como función del factor acéntrico en la siguiente forma:

$$\alpha(T) = \left[1 + m(1 - T_r^{0.5})\right]^2 \dots\dots\dots(1.52)$$

Donde:

$$m = 0.480 + 1.574\omega - 0.176\omega^2$$

Con esta mejora sobre la ecuación de la ecuación de RK, Soave obtuvo un excelente ajuste para hidrocarburos con una presión de vapor y extendió el uso de esta ecuación para mezclas. Se obtuvieron excelentes predicciones de la constante de equilibrio líquido-vapor.

1.4.4 Ecuación de PENG-ROBINSON

Peng y Robinson (1976) presentaron una variación de la ecuación de RK ajustando mejores datos para CO₂ y H₂S que la de SRK:

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a\alpha(T)}{[v(v+b)+b(v-b)]} \dots\dots\dots(1.53)$$

La ecuación cúbica tiene la siguiente forma:

$$z^3 + (B-1)z^2 + (A-2B-3B^2)z - (AB-B^2-B^3) = 0 \dots\dots\dots(1.54)$$

1.5 Esquemas de manejo de la producción

La compleja naturaleza de las corrientes de flujo en los pozos es la responsable de los procesos tan complicados a los que son sometidos los fluidos producidos (gas, aceite, agua y sólidos), debido a que los hidrocarburos deben ser separados en productos que se puedan almacenar y/o transportar, y los contaminantes no hidrocarburos deben ser removidos tanto como sea posible para su almacenaje, transporte, reinyección y especificaciones ambientales del lugar. La forma en la que se tratarán a las corrientes de desecho depende principalmente de las regulaciones ambientales del lugar.

La Fig. 1.19 muestra un esquema de una unidad de operaciones de un proceso de campo, los módulos utilizados en la aplicación dada pueden no estar arreglados en la secuencia exacta que se muestra, aunque en general está correcta. Un aspecto muy importante es que la selección y la secuencia de los módulos son determinadas durante la fase de diseño del desarrollo del campo.

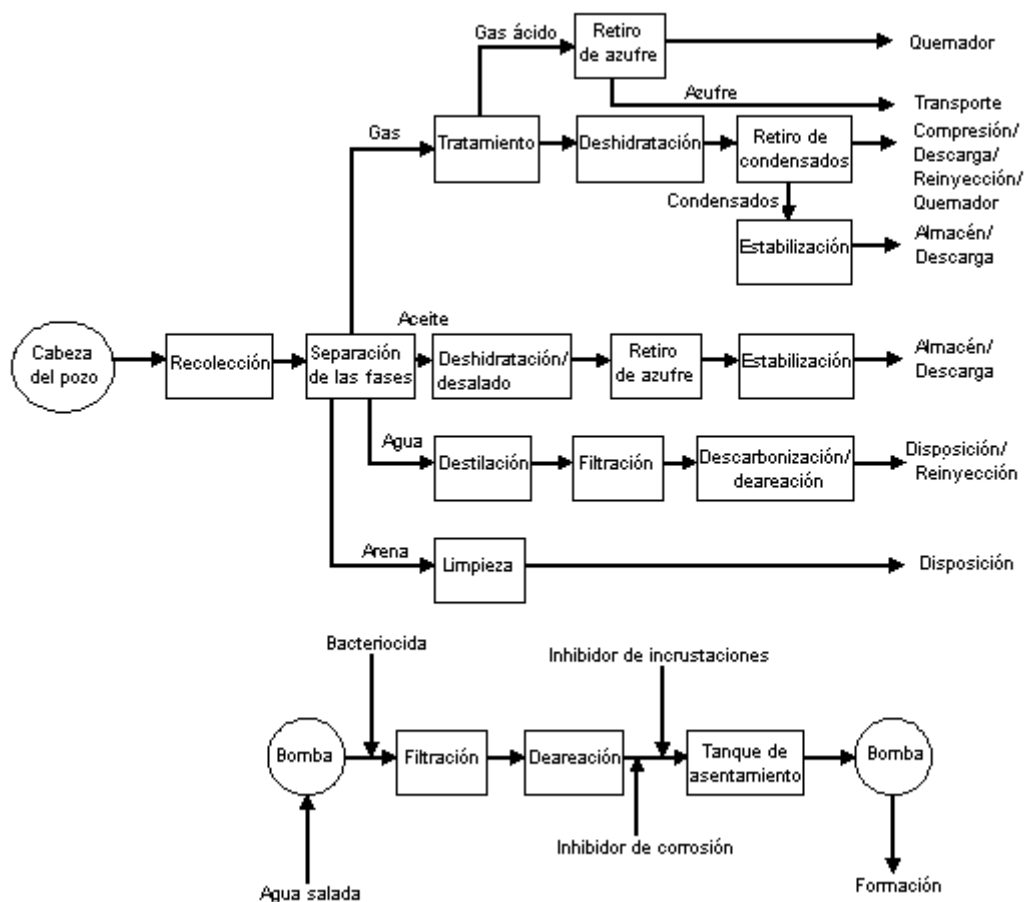


Fig. 1.19: Esquema general de procesos en el campo.

1.5.1 Bases de diseño

Los parámetros más importantes para el diseño de una unidad de operaciones son:

- La composición de la corriente del pozo
- La presión en la cabeza del pozo
- La temperatura
- Gasto de flujo

Estos parámetros cambian con el tiempo de una manera en la cual resulta muy complicada su predicción, por ello el equipo que se seleccione debe ser lo suficientemente flexible y/o de tamaño adecuado para que se pueda ajustar a las necesidades que se presenten durante la vida del campo.

Las corrientes de flujo de los pozos deben ser muestreadas y analizadas para establecer las bases de diseño; sin embargo, la probabilidad de que la corriente de alimentación actual en el equipo de procesos sea idéntica a la que se utilizó en las bases de diseño es muy poca, debido a que la producción de un campo usualmente consiste en una mezcla de las corrientes de los pozos, las cuales pueden tener diferentes composiciones. El patrón de producción (número de pozos y gasto de cada uno) será probablemente diferente de lo previsto originalmente.

Se debe tomar en cuenta que la composición de la corriente de alimentación cambiará con la declinación de la presión del yacimiento. La declinación de la producción con la presión es un fenómeno que resulta muy difícil de predecir, debido a la no uniformidad y al desconocimiento de la geometría del yacimiento. Otro factor importante que hay que tomar en cuenta en el diseño es el tipo de empuje que presenta el yacimiento, en la tabla 1.2 se muestran los tres tipos de mecanismos de desplazamiento más comunes así como otras características importantes, de las cuales se puede deducir que el gasto de aceite irá disminuyendo paulatinamente, por lo que los ingenieros de yacimientos juegan un papel muy importante ya que deben de pronosticar el comportamiento de la producción.

Mecanismo de desplazamiento	Relación Gas-Aceite	Relación Agua-Aceite	Presión del Yacimiento	Porcentaje de aceite recuperado
Gas disuelto	Incrementa a un máximo valor y entonces se va reduciendo	Cero	Decrece rápidamente y en forma constante	5 a 30
Casquete de gas	Constante hasta la Pb, después se incrementa con el tiempo	Cero	Decrece lentamente	20 a 40
Acuífero	Aproximadamente constante	Constante hasta el rompimiento, entonces se incrementa	Constante	35 a 75

Los problemas que a menudo se presentan por el tipo de mecanismos de desplazamiento del yacimiento son los siguientes:

- En campos donde se presenta un mecanismo de empuje del acuífero a menudo se presenta un incremento en la relación agua-aceite.
- Los campos en los que se produce por el mecanismo de desplazamiento de gas disuelto se presenta una declinación de la presión acompañada de la disminución de la producción con el tiempo.

Los *sistemas artificiales de producción* pueden ser utilizados cuando el mecanismo de desplazamiento del yacimiento ha empezado a declinar o se encuentra ausente. En el caso que se tengan aceites con alta densidad y muy viscosos, se puede inyectar vapor para aumentar la producción del aceite.

Frecuentemente resulta ventajoso suplir el mecanismo de desplazamiento del yacimiento mediante la inyección de agua o gas dentro del yacimiento, este proceso se conoce como *recuperación secundaria o mantenimiento de presión*, en la actualidad el proceso de inyección puede empezar muy temprano en la vida del campo, casi desde el comienzo de la producción. La Fig. 1.19 muestra una típica secuencia para este tipo de procesos el cual involucra el tratamiento en vasijas y bombas.

Los *procesos de recuperación mejorada* pueden ser practicados para incrementar el porcentaje de reservas recuperables, muchos métodos han sido considerados, pero los principales métodos que se utilizan hoy en día son:

- La inyección de dióxido de carbono o nitrógeno.
- La inyección de químicos (polímeros, soluciones de polímeros miscelares).
- La inyección de vapor (flujo térmico).

La presión y el gasto cambiarán con el tiempo de producción, lo cual afectará el diseño de las instalaciones superficiales, por ejemplo la selección de la vasija, el tamaño de las tuberías, la potencia de los compresores, etc. El diseño del equipo está basado solamente en las condiciones de la producción inicial, lo cual puede llevar a un inadecuado dimensionamiento y/o omisión de equipo vital. Las generalizaciones tienen muchas dificultades, cada proyecto debe ser analizado para considerar sus características más peculiares, incluyendo los patrones de flujo esperados.

El equipo de procesos debe también ser dimensionado para manejar pequeñas variaciones de flujo, en la ausencia de datos específicos, se puede utilizar la tabla 1.3.

Tabla 1.3: Factores típicos sugeridos	
Servicio	Factor
Facilidad de manejo de la producción primaria de su plataforma	20%
Facilidad de manejo de la producción primaria de otra plataforma o de un pozo a menos de 150 [pies]	30%
Facilidad de manejo de la producción primaria de otra plataforma o de un pozo a más de 150 [pies]	40%
Facilidad de manejo de la producción de gas liberado de su plataforma	40%
Facilidad de manejo de la producción de gas liberado de otra plataforma o de un pozo	50%

Todos los factores precedentes son importantes en el manejo del aceite crudo en un campo, la anticipación de cualquiera de éstos es importante en la planeación de los procesos del aceite. El análisis de las instalaciones existentes es también requerido.

1.5.2 Operaciones del proceso

Como se muestra en la Fig. 1.19, cada una de las fases (gas, hidrocarburos líquidos, agua líquida y sólidos) deben ser separadas, ya que las corrientes individuales pueden ser tratadas con la menor dificultad técnica y más económica. Hartley y Bin Jadid (1989) con base en análisis de laboratorio y pruebas de campo, comprobaron que antes de la construcción de la unidad de procesos puede identificarse y minimizarse la producción futura así como los problemas de incrustaciones, formación de espumas y emulsiones, depositación de ceras y la formación de hidratos.

1.5.2.1 Proceso del gas

Como se muestra en la Fig. 1.19, los procesos del gas empiezan, si es necesario, con el tratamiento de la remoción de gases ácidos como sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono, ambos gases son muy corrosivos cuando el agua líquida está presente y el sulfuro de hidrógeno es muy tóxico, es por eso que las regulaciones ambientales casi siempre prohíben el lanzamiento de grandes cantidades de sulfuro de hidrógeno a los alrededores.

El endulzamiento del gas usualmente utiliza soluciones acuosas de varios químicos, por lo tanto, después de este proceso se procederá a la deshidratación del fluido. La deshidratación es frecuentemente necesaria para prevenir la formación de hidratos de gas, los cuales pueden formarse a altas presiones en el equipo de procesos o en las tuberías a altas presiones y a temperaturas mayores de 0 [°C].

El gas contiene considerables cantidades de hidrocarburos licuables (etano o propano y más pesados) que pueden producir condensados durante la compresibilidad o el enfriamiento, éste es un factor importante a considerar ya que los condensados pueden causar dificultades en las tuberías o en los procesos subsecuentes, es por ello que se hace la remoción de condensados en el campo. Los condensados recuperados pueden ser estabilizados para obtener un producto transportable.

La disposición final de la corriente de gas depende de la situación, por ejemplo, durante la vida temprana de un campo remoto, antes de tener disponibilidad de tuberías, el gas puede simplemente ser quemado. En la actualidad es más común conservar el gas mediante su compresión y reinyección dentro de la formación con la visión de eventuales recuperaciones y ventas. La conservación del gas es frecuentemente demandada por la ley; los permisos para quemarlo son usualmente temporales y concedidos solamente durante las etapas iniciales de producción, especialmente si el gas contiene sulfuro de hidrógeno.

La situación ideal es el flujo del gas natural dentro de gaseoductos para ventas, los cuales presentan un nivel de operación de presión del orden de 700-1000 [psia] que permite un transporte económico en tuberías de diámetro razonablemente pequeño. Frecuentemente puede ser necesaria la compresión del gas para aumentar la presión en la línea de flujo.

1.5.2.2 Procesos del aceite

Después de la remoción del agua libre, el aceite crudo frecuentemente contiene grandes cantidades de agua emulsionada, es por ello que la *deshidratación* es requerida para reducir el contenido de agua y así tener un valor aceptable para su transportación y venta. La deshidratación debe ser realizada utilizando la combinación más económica de cuatro técnicas:

- 1) Tiempo de residencia.
- 2) Adición de químicos.
- 3) Temperatura.
- 4) Campos electrostáticos.

En los Estados Unidos, el proceso de desalado es usualmente realizado en las refinerías pero sin duda también se realiza en el campo.

El sulfuro de hidrógeno en el aceite crudo ocasiona problemas en el manejo y la transportación porque es extremadamente tóxico y corrosivo, es por ello que una destilación estabilizadora del gas es usualmente requerida para remover el sulfuro de hidrógeno y endulzar el gas.

La estabilización del aceite crudo se refiere a bajar la presión de vapor a un valor que permita manejarlo y transportarlo con seguridad, el control de este parámetro es obtenido mediante las etapas de separación, destilación o con la combinación de las dos. Durante la estabilización, algunos de los hidrocarburos más volátiles son removidos como vapor, esta fase gaseosa arrastra el sulfuro de hidrógeno y otros componentes volátiles del sulfuro del aceite amargo.

1.5.2.3 Procesos del agua

El agua producida (usualmente salmuera) en ocasiones es un material de desecho; sin embargo, el proceso es necesario para cumplir con las disposiciones ambientales de la localidad. Cuando el agua no es un material de desecho, es utilizada para procesos de recuperación secundaria. Estos dos esquemas de proceso para separar el agua se muestran en la Fig. 1.19.

La remoción del aceite es el primer tratamiento para el agua producida, las emulsiones de gotas de aceite dispersas en el agua, son difíciles de romper debido al pequeño tamaño de las partículas y a la presencia de agentes emulsificantes, los sólidos suspendidos pueden estar también presentes en el agua. El equipo utilizado para remover el aceite y los sólidos incluye:

- Tanque destilador de aceite
- Placa de choque
- Tanque flotante de aire
- Hidrociclones
- Unidades de filtración

Antes de la reinyección, el agua producida es usualmente filtrada, desaireada si es necesario, y tratada con biocidas. La meta principal es el mantenimiento de la presión del yacimiento.

El agua salada es comúnmente la más utilizada para un proceso de mantenimiento de presión debido a su abundancia. Como se muestra en la Fig. 1.19, la salmuera primero es tratada con biocidas para matar a todos los organismos y después es filtrada. El oxígeno disuelto es removido con un químico barredor de gases de combustión o con una reacción catalítica con hidrógeno, de esta manera se reduce la capacidad de corrosión del agua dramáticamente y se inhibe el crecimiento de bacterias aeróbicas en los limos en el fondo del pozo.

Posteriormente el agua es esterilizada con radiación ultravioleta para matar a las bacterias y otros microorganismos, ya que éstos pueden causar corrosión, taponamiento de las líneas y estar presentes en el yacimiento y producir H₂S (Ostroff, 1979). Cuando se tiene una inyección de agua muy grande (400,000 [bwpd]), el tratamiento del agua producida para la inyección representa el principal costo que a menudo excede el costo del tratamiento del aceite crudo.

1.5.2.4 Tratamiento de la arena

La arena y otros materiales sólidos pueden dañar el equipo de producción en lugares donde la velocidad y la turbulencia de la corriente de líquido es baja como es el fondo de los tanques o las placas de choque. La remoción de la arena por algún tipo de inyector de agua a chorro o un arreglo similar puede ser necesario, esta arena removida es algunas veces llevada fuera por un cono centrífugo desarenador (Arnold, 1983), ésta puede tener adherido aceite o emulsión por lo que requiere un lavado antes de desecharla a los alrededores.

1.5.2.5 Equipo auxiliar

Además de las operaciones mostradas en la Fig. 1.19, en ocasiones se requiere de equipo adicional para funciones importantes, éste será revisado brevemente.

Los separadores de prueba cuentan con apropiados medidores de gasto de líquido y de gas, éstos son a menudo proporcionados para mediciones periódicas de la producción de un pozo o de un grupo de pozos, ya que frecuentemente existen requerimientos legales que exigen estos datos. Apropriadadas líneas de flujo, válvulas y manifolds deben ser proporcionados de tal modo que las corrientes de flujo deseadas puedan ser aisladas y pasadas a través del separador de prueba de producción, este equipo puede llegar a ser muy elaborado si muchos pozos están involucrados.

En los Estados Unidos, la producción de aceite total es usualmente medida con el sistema LACT (Transferencia de Control Automático en la Localidad), estas unidades miden el volumen de la producción de aceite así como el contenido de sedimentos y agua. Los medidores de turbina son algunas veces utilizados en instalaciones costa afuera, la producción de gas es generalmente medida con la llamada *placa de orificio*.

Los sistemas automáticos de seguridad son necesarios y parte integral de cualquier instalación en el campo, ya que la adecuada protección debe ser proporcionada contra todas las condiciones inseguras incluyendo aumentos considerables de presión y del flujo de líquido, un sobrecalentamiento en los quemadores, fuentes de ignición indeseadas entre otras. Los respiraderos y quemadores son requeridos para el retiro seguro y disposición del gas producido en condiciones normales y en operaciones de emergencia.

La recuperación de condensados del vapor de desecho es frecuentemente practicado con las llamadas *unidades de recuperación de vapor*, consisten de un equipo de compresión y de enfriamiento. En muchos casos se tienen limitantes obligatorias en la emisión en el proceso de la recuperación del vapor.

Equipo adicional incluye a generadores eléctricos, fuentes de instrumentación de aire y fuego, abastecedores sanitarios de agua y equipo de manejo de agua residuales.

Capítulo 2: Teoría de emulsiones

2.1 Introducción

Al ser el agua y el aceite fluidos que no se mezclan entre sí, éstos expresan una mutua insolubilidad, la presencia del doble enlace carbono-carbono (alquenos, dialquenos y aromáticos) incrementa la solubilidad en el agua, mientras que los hidrocarburos saturados (parafinas y alcanos) y aquellos con un alto peso molecular la disminuyen. Yaws (1990) recopiló la solubilidad de 232 hidrocarburos en el agua y observó que la solubilidad de los hidrocarburos es baja; sin embargo, se dio cuenta que varía dramáticamente a partir de que se tiene una concentración de 0.0022 y 1760 [ppm] de agua en tetradecanos y bencenos respectivamente. Para propósitos prácticos el agua y el aceite son inmiscibles entre sí por lo que coexisten en fases distintas; sin embargo, si se agitan se pueden presentar emulsiones o dispersiones. Los requerimientos para la formación de emulsiones así como los factores que afectan la estabilidad de la emulsión serán tratados en este capítulo.

2.2 Definición de una emulsión

Son suspensiones cuasi-estables de gotas muy pequeñas de un líquido dispersas en otro como se muestra Fig. 2.1. El líquido presente como pequeñas gotas es conocido como la *fase dispersa o interna*, mientras que el líquido a los alrededores es conocido como *fase continua o externa*. Las emulsiones son algunas veces clasificadas de acuerdo al tamaño de las gotas, la macro-emulsión presenta un rango de 0.20 a 0.50 [mm] y las micro-emulsiones o micelares de 0.01 a 0.20 [mm], los coloides tienen una dimensión menor de uno entre 0.001-1 [mm].

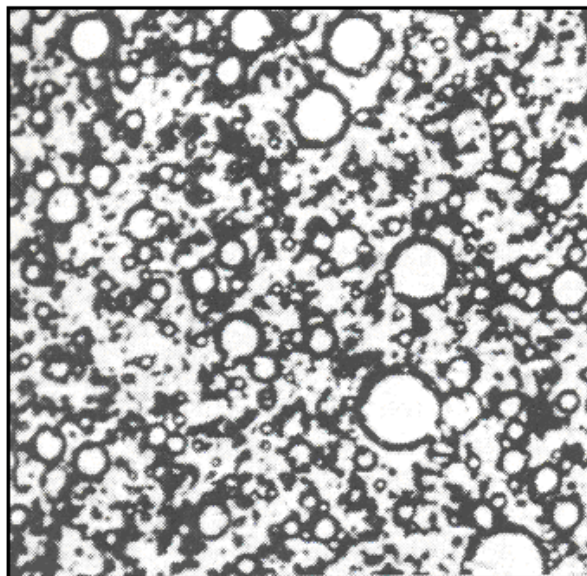


Fig. 2.1: Microfotografía de una emulsión agua en aceite (PETEX, 1990)

Se necesitan tres condiciones en el medio para la formación de emulsiones:

1. Dos líquidos inmiscibles.
2. La agitación suficiente para dispersar al líquido en pequeñas gotas.
3. Un emulsificante para estabilizar las gotas dispersadas.

Las emulsiones son causadas por la turbulencia o agitación de una mezcla de fluidos inmiscibles (agua-aceite), porque las fuerzas que unen al líquido (fase dispersa) se rompen ocasionando que éste se separe en una gran cantidad de gotas muy pequeñas, las cuales debido a la tensión interfacial tienden a colapsar entre sí. Las gotas dispersas en la fase continua tienen una área interfacial colectiva muy grande; sin embargo, debido a que las partículas coalescen entre sí, el área interfacial total se reduce. La tensión interfacial o superficial puede ser definida como el trabajo requerido para incrementar el área interfacial en una unidad, entonces, este trabajo representa la energía potencialmente disponible para revertir el proceso y producir un área interfacial más pequeña, por lo tanto, una baja tensión interfacial favorece a una coalescencia más lenta de las gotas en la emulsión. Dos líquidos inmiscibles puros no pueden formar una emulsión estable. En la ausencia de fuerzas estabilizadoras las pequeñas gotas pueden combinarse y disminuir el área interfacial así como la energía superficial total.

La tercer sustancia necesaria para la formación de una emulsión es un agente emulsificador o emulsificante, un tipo muy común es el agente activo superficial o surfactante. Las moléculas de los surfactantes son anfipáticas (una parte de la molécula es hidrofílica o soluble en agua y otra parte es lipofílica o soluble en aceite) las cuales estabilizan las emulsiones por migración en la interfase agua-aceite, lo cual forma una película interfacial alrededor de las gotas que estabilizan la emulsión debido a que:

- 1) Reduce las fuerzas de tensión superficial, esto disminuye la energía requerida para separar a la fase dispersa en pequeñas gotas, debido a que reduce la energía superficial disponible para la coalescencia de las gotas ya que el decremento puede ser dramático, pues agregando menos del 1% de surfactante se puede reducir la tensión superficial de las gotas de aceite en el agua de 35-0.35 [mN/m] (Scharramm, 1992).
- 2) Forma una *barrera viscosa* que inhibe la coalescencia de las gotas, este tipo de película puede ser comparada con una “envoltura plástica”.
- 3) Si la alineación es polar, las moléculas surfactantes se encuentran en la superficie de la gota lo que produce una carga eléctrica que causa repulsión de las gotas entre sí.

Un segundo mecanismo de estabilización ocurre cuando los emulsificantes son *partículas sólidas muy finas*, las cuales deben ser más pequeñas que las gotas suspendidas y deben ser mojadas por ambas fases. Estas partículas sólidas finas o coloides recolectan a las gotas superficiales y forman una barrera física, las más comunes son sulfuro de hierro (FeS), sal y limo.

Podemos establecer dos tipos de emulsiones:

- 1) Aceite en agua (o/w o inversa): El aceite se encuentra disperso en la fase acuosa.
- 2) Agua en aceite (w/o o regular): La fase agua está dispersa en la fase aceite.

El tipo de emulsión formada depende primordialmente de los agentes emulsificantes presentes y de cantidades relevantes de la fase agua y aceite. Las reglas empíricas de Bancroft predicen que primordialmente los surfactantes solubles en aceite forman emulsiones w/o y los surfactantes solubles en agua producen emulsiones o/w.

2.3 Estabilidad de emulsiones

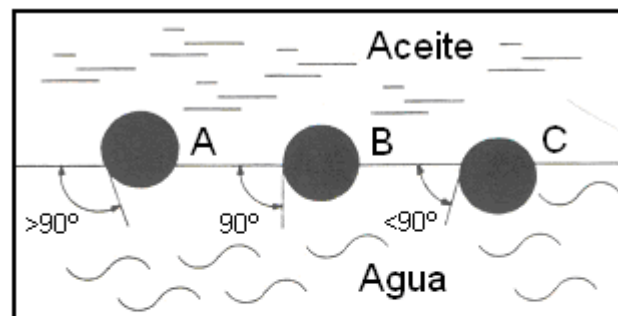
Las emulsiones poseen energía interfacial y por lo tanto son termodinámicamente inestables, es decir que dos líquidos inmiscibles pueden ser separados básicamente por tres mecanismos:

- Sedimentación y espumamiento (creaming): La resultante de las fuerzas de gravedad y de flotación de cualquier diferencia de densidad entre la fase dispersa y la continua causan que las gotas caigan o suban; la sedimentación se refiere a la caída de las gotas del agua en el aceite crudo, mientras que el espumamiento describe el ascenso de las gotas de aceite en el agua producida.
- Agregación: Es la agrupación de dos o más gotas.
- Coalescencia: Ocurre cuando las gotas originales pierden su identidad y se funden dentro de una gota más grande, provocándose una reducción del área total interfacial (Schramm, 1992).

La inestabilidad o el gasto al cual las gotas dispersas se unen y “rompen” la emulsión depende de los siguientes parámetros:

Película interfacial: Debe ser lo suficientemente fuerte para prevenir el colapso de las gotas y así mantener la estabilidad de la emulsión; por ejemplo, una mezcla de surfactantes (en particular una combinación de aceite soluble y agua soluble), forman una especie de empaque cerrado lo que provoca una película mecánicamente fuerte. La película en emulsiones (w/o) puede ser muy fuerte porque las gotas de agua no tienen una carga eléctrica para crear fuerzas de repulsión, la forma irregular de las gotas de agua en las emulsiones del crudo testifican una fuerte y rígida película interfacial, por el contrario, las gotas de aceite en emulsiones (o/w) son esféricas.

Barreras eléctricas y/o steric: Éstas son muy pequeñas en la fase dispersa de emulsiones (w/o), por lo que podemos considerar que no hay barrera eléctrica para la coalescencia. La Fig. 2.2 nos muestra como las partículas sólidas deben ser “mojadas” por ambas fases para permanecer en la interfase aceite-agua, si la partícula es mojada preferentemente por aceite se producirá una emulsión (w/o), por otro lado, si la partícula es mojada por agua tendremos una emulsión (o/w), si el ángulo de contacto es de 90° se producirá una emulsión estable porque las partículas permanecen en la superficie creando una barrera steric. Los sólidos coloidales pueden producir algunas emulsiones más estables o intratables, cuando estos sólidos se estabilizan el tipo de emulsión acumulada entre la fase aceite y el agua en un tratamiento es conocida como *rag layer*.



EFEECTO DE LA MOJABILIDAD EN EL ÁNGULO DE CONTACTO DE LA INTERFASE CON LAS PARTÍCULAS SÓLIDAS:

- A - Partículas más mojadas por aceite que por agua
- B - Partículas igualmente mojadas por aceite y agua
- C - Partículas más mojadas por agua que por aceite

Fig. 2.2: Distribución de las partículas en la interfase aceite-agua.

La viscosidad de la fase continua: Una alta viscosidad de la fase externa disminuye el coeficiente de difusión lo que ocasiona una disminución en la coalescencia de las gotas, esto produce un incremento en la estabilidad de la emulsión. Una alta concentración de las gotas incrementa la viscosidad aparente de la fase continua y la estabilidad de la emulsión (Bromley, 1991). Las emulsiones son en general fluidos no newtonianos.

Tamaño de la gota: Entre más pequeñas sean las gotas se produce una emulsión más estable, esto es porque las gotas más grandes tienden a crecer consumiendo a las más pequeñas. Una amplia distribución del tamaño de las partículas produce una emulsión menos estable que si la distribución del tamaño de las partículas es uniforme.

Relación del volumen de cada fase: El incremento del volumen de la fase dispersa disminuye la estabilidad de la emulsión, ya que se aumenta el número de gotas y/o tamaño de la gota, el área interfacial y la energía superficial, esto ocasiona que la distancia entre cada gota disminuya y así incrementen las colisiones de las gotas.

Temperatura: Es un factor muy fuerte en la estabilidad de la emulsión, incrementando la temperatura se aumenta la difusión de la gota, se reduce la viscosidad de la fase continua y se altera la película interfacial, provocando un cambio en las fuerzas de tensión interfacial y en las solubilidades relativas de los agentes emulsificantes, todo lo anterior produce una reducción en la estabilidad de la emulsión.

pH: Agregando ácidos inorgánicos o bases se pueden producir cambios radicales en la formación de la película de asfaltenos y resinas que estabilizan las emulsiones (w/o) (Strossner, 1968). Ajustando el pH puede minimizarse la estabilidad de la emulsión, manipulando las características de la película y así la tensión interfacial.

Edad: La edad incrementa la estabilidad de la emulsión ya que el tiempo permite que naturalmente se formen surfactantes y migren a la interfase de la gota, ocasionando que la película que rodea a las gotas se haga más gruesa, fuerte y muy difícil de romper (PETEX, 1990). La cantidad de agentes emulsificantes pueden incrementarse por oxidación, evaporación de componentes ligeros o por la presencia de bacterias (Grace, 1992).

Salinidad de la salmuera: La concentración de la salmuera es un factor importante en la formación de una emulsión estable, altas concentraciones de sal favorecen a una baja formación de emulsiones.

Tipo de aceite: Los aceites con una base parafínica usualmente no forman emulsiones estables, mientras que los nafténicos y de base mixta si, las ceras, resinas, asfaltenos y otros sólidos pueden provocar una emulsión estable. En otras palabras, el tipo de crudo determina la cantidad y tipos de emulsificantes.

2.4 Velocidad de asentamiento de las gotas de agua

La velocidad de asentamiento en estado estacionario (o velocidad terminal) puede ser estimada utilizando la ley de Stokes:

$$\bar{v} = \frac{gd^2(\rho_d - \rho_f)}{18\mu_f} \dots\dots\dots(2.1)$$

Se puede utilizar cualquier sistema consiste de unidades en la ecuación 2.1, por otro lado, en unidades de campo se tiene:

$$\bar{v} = \frac{1.072 \times 10^{-4} d^2 (\rho_d - \rho_f)}{\mu_f} \dots\dots\dots(2.2)$$

Donde:

- \bar{v} = Velocidad de asentamiento, [pie/min]
- d = Diámetro de la gota, [μm]
- ρ_d = Densidad de la gota, [gr/cm^3]
- ρ_f = Densidad del fluido, [gr/cm^3]
- μ_f = Viscosidad del fluido, [cp]

Estrictamente hablando, la ley de Stokes es válida únicamente cuando no hay interacción entre las gotas, porque considera a las gotas como esferas rígidas moviéndose lentamente ($NRe < 1$); sin embargo, la ley de Stokes puede ser modificada (API, 1969) para considerar la distorsión de las gotas, esto incrementa la predicción de la velocidad de asentamiento de un 20 a 50%. Se reportó que para emulsiones estabilizadas por asfaltenos es más probable tener buenos resultados con la aplicación de la ley de Stokes, y después utilizar la ecuación corregida, esto es cuando la película emulsificante se ha roto por la adición de un químico (Bansbach y Bessler, 1975).

Alternativamente, la velocidad terminal puede ser estimada utilizando el coeficiente de arrastre, C_D , definido por:

$$F_{drag} = C_D A_P \rho_o \frac{\bar{v}^2}{2g_c} \dots\dots\dots(2.3)$$

F_{drag} = Fuerza de arrastre en una gota esférica

C_D = Coeficiente de arrastre

$$A_P = \text{Área proyectada de la gota} = \pi \frac{d^2}{4}$$

$$g_c = 32.174 \text{ [lb}_m\text{-pie}/\text{seg}^2\text{-lb}_f\text{]}$$

La fuerza de flotación, F_{buoy} es:

$$F_{buoy} = (\rho_d - \rho_o) \frac{Vg}{g_c} \dots\dots\dots(2.4)$$

$$V = \text{Volumen de la gota} = \pi \frac{d^3}{6}$$

A partir del las dos fuerzas definidas se tiene que:

$$\bar{v}^2 = \frac{4(\rho_d - \rho_o)gd}{3\rho_o C_D} \dots\dots\dots(2.5)$$

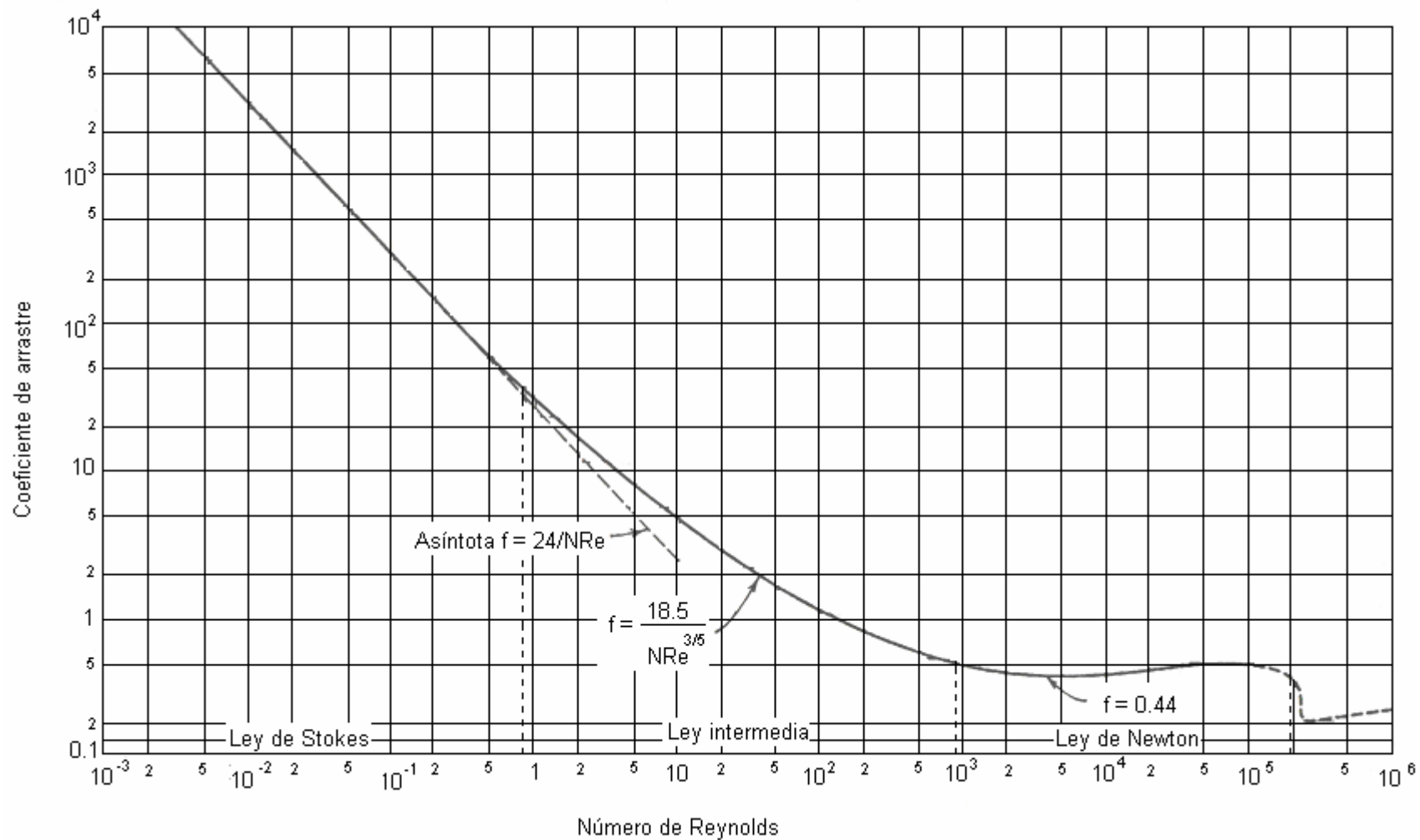


Fig. 2.3: Coeficiente de arrastre contra el número de Reynolds para esferas (C.E. Lapple, 1950)

Las ecuaciones anteriores no consideran la interacción que existe entre las gotas, cuando un gran número de gotas interactúan, el gasto es considerablemente pequeño y una “obstaculización” es observada.

Ejemplo 2.1.

Calcular la velocidad de asentamiento de una gota de salmuera de 100 [μm] en aceite, el aceite tiene una densidad relativa de 0.8 y una viscosidad de 10 [cp], la densidad relativa de la salmuera es de 1.02.

Utilizando la ecuación de Stokes tenemos:

$$g = 32.174 \left[\frac{\text{pies}}{\text{seg}^2} \right]$$
$$d = (\mu\text{m}) \left(\frac{\text{m}}{\mu\text{m}} \right) \left(\frac{\text{pies}}{\text{m}} \right) = (100) \left(\frac{1}{10^6} \right) \left(\frac{1}{0.3048} \right) = 3.28 \times 10^{-4} [\text{pies}]$$
$$\rho_d = 1.02(62.4) = 63.648 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pies}^3} \right]$$
$$\rho_f = 0.8(62.4) = 49.92 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pies}^3} \right]$$
$$\mu_f = (\text{cp}) \left(\frac{\text{lb}}{\text{pies} - \text{seg} - \text{cp}} \right) = (10)(0.000672) = 0.00672 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pies} - \text{seg}} \right]$$
$$V = \frac{(32.174)(3.28 \times 10^{-4})^2 (63.68 - 49.94)}{(18)(0.00672)} = 3.93 \times 10^{-4} \left[\frac{\text{pies}}{\text{seg}} \right] = 1.42 \left[\frac{\text{pies}}{\text{hr}} \right]$$

La ley de Stokes puede ser utilizada para determinar los efectos de las propiedades de los fluidos producidos en una emulsión estable. La velocidad de asentamiento es proporcional al cuadrado del diámetro de la gota, por lo tanto, una emulsión puede ser estabilizada únicamente por la reducción del tamaño de la gota, las gotas de una emulsión tienen usualmente un rango de diámetro de 0.5 a 50 [μm] (Bowman, 1977) (Ver Fig. 2.6), por otro lado, las gotas con un rango de diámetro de 10 a 150 [μm] pueden ser clasificadas como una dispersión en vez de una emulsión, esto porque el tamaño de las gotas incrementa los gastos de separación.

2.5 Particularidades de las emulsiones en campos petroleros

En el campo petrolero además de las emulsiones de agua en aceite (w/o) y aceite en agua (o/w) se pueden presentar emulsiones múltiples y complejas como (o/w/o) que se refiere a emulsiones de gotas de aceite dispersas en gotas de agua que se encuentran dispersas en la fase continua aceite o (w/o/w) donde se tienen gotas de agua dispersas en grandes gotas aceite que a su vez están dispersas en la fase continua agua.

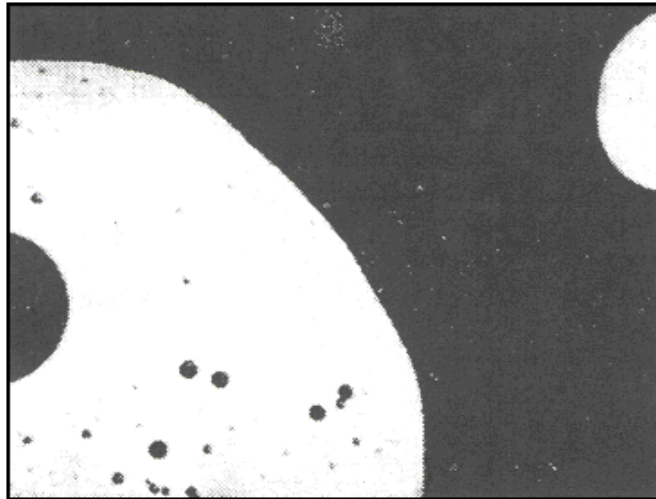


Fig. 2.4: Microfotografía de una emulsión aceite-agua-aceite (Smith y Arnold, 1987)

En las emulsiones regulares de un yacimiento de aceite, la fase dispersa es usualmente conocida como “*Sedimentos y agua (S&W)*” y la fase continua es el aceite crudo, S&W es primordialmente agua salada; sin embargo, sólidos como la arena, lodo, incrustaciones, productos corrosivos y precipitados de sólidos disueltos están presentes frecuentemente.

Existe una gran cantidad de agentes emulsificantes para emulsiones de agua en aceite, éstos pueden ser clasificados como:

1. Los compuestos activos superficiales nativos: Los asfaltenos y las resinas contienen ácidos orgánicos y bases, ácidos nafténicos, ácidos carboxílicos, componentes sulfurosos, fenol, ácido acético y otros con naturaleza semejante. También se tienen a los surfactantes con alto peso molecular.
2. Sólidos finamente divididos: Arena, arcilla, formaciones finas, lutita, limo, bitumen, lodos de perforación, fluidos de intervenciones a pozos, granos minerales, componentes corrosivos (FeS, moho), cera o cristalización de parafinas y precipitación de asfaltenos y resinas. En el campo, los químicos utilizados en las intervenciones a pozos causan emulsiones muy estables.
3. Químicos agregados: Inhibidores de corrosión, biocidas, dispersantes de parafinas, limpiadores, surfactantes, agentes mojantes y químicos de estimulación. Con el aumento de las técnicas de recuperación del aceite tal como la combustión in-situ se pueden crear serios problemas de emulsiones.

En la Fig. 2.5 se muestran dos tipos de emulsiones que pueden ser clasificadas como *apretadas* y *flojas*, las emulsiones apretadas son muy estables y duras de romper, básicamente porque las gotas dispersas son muy pequeñas; por otro lado, las emulsiones flojas son muy inestables y fáciles de romper, porque cuando se tiene un rango relativamente grande del tamaño de la gota, frecuentemente se pueden separar fácilmente por la fuerza de gravedad.

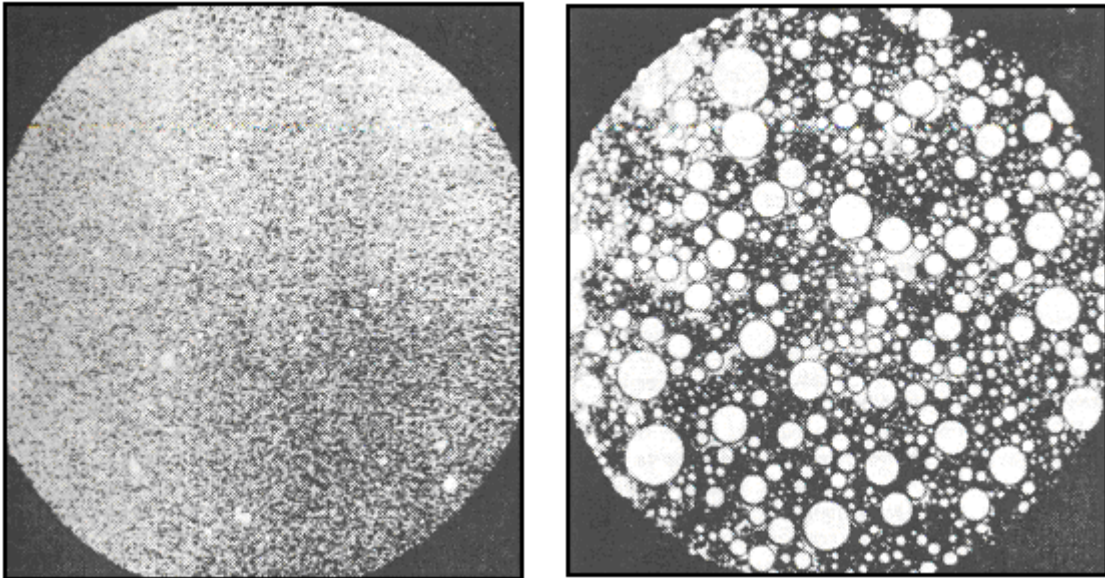


Fig. 2.5: Comparación fotográfica de una emulsión apretada y una floja (Bansbach, 1970)

La Fig. 2.6 nos muestra la distribución del tamaño de la gota para una producción de aceite periódica.

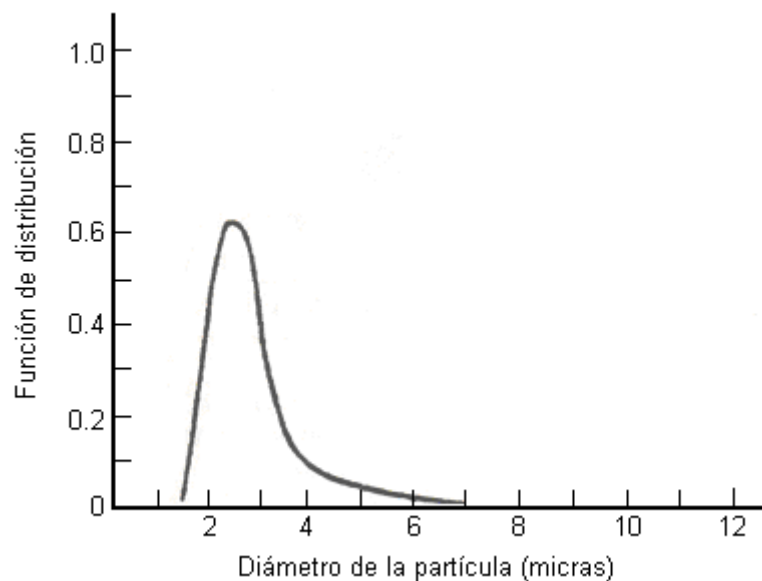


Fig. 2.6: Función de distribución del tamaño de las gotas de agua en el aceite crudo de 12°API (Lucas, 1969)

El agua que es separada fácilmente en un tiempo de residencia de 5 minutos es conocida como agua libre (PETEX, 1990), otros autores difieren que el rango de tiempo es entre 2 y 20 minutos. La cantidad de agua que no se separa (S&W) varía en un rango de 1 a 60% en volumen, las emulsiones en crudos ligeros (mayor a 20 °API) contienen alrededor del 5 al 20% de volumen de agua, mientras que los aceites pesados (menor a 20 °API) frecuentemente tienen de 10 a 35 % de volumen de agua (Smith y Arnold, 1987). En ausencia de datos específicos, la Fig. 2.7 muestra una estimación muy aproximada de la cantidad agua arrastrada remanente en el crudo después de la eliminación del agua libre, la cantidad de agua depende de la relación agua-aceite (WOR) la cual varía de pozo a pozo.

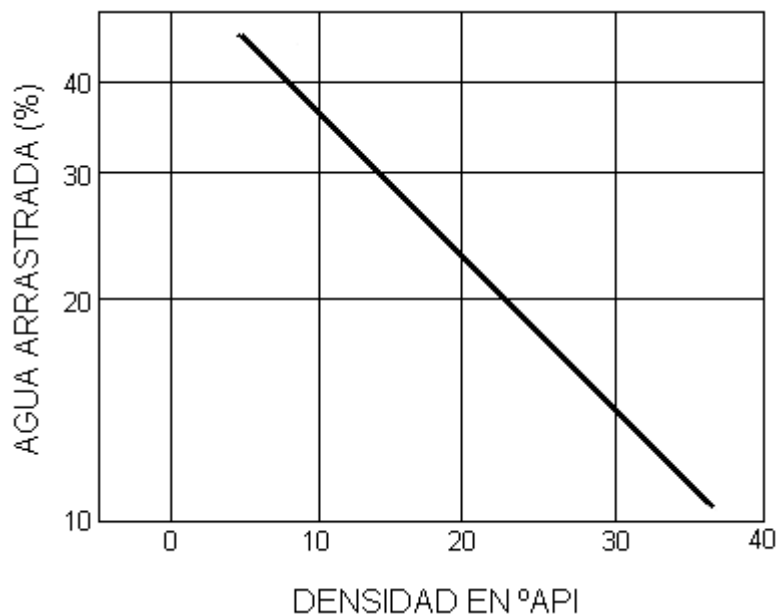


Fig. 2.7: Estimación del agua arrastrada por el aceite crudo (NATCO, 1981)

Los métodos de recuperación mejorada pueden propiciar un ambiente ideal para la formación de emulsiones apretadas, a continuación se mencionarán algunas causas por las cuales se forman estas emulsiones:

- La combustión in-situ genera numerosos productos tales como los asfaltenos y otros ácidos, muchos de los cuales actúan como magníficos agentes emulsificantes.
- El manejo termal, especialmente en etapas tempranas, producen apreciables cantidades de arena, las cuales son estabilizadores comunes.
- La inyección de vapor agrega energía, agitación y agua para el yacimiento lo cual promueve la formación de emulsiones.
- El flujo de polímeros en el yacimiento frecuentemente da como resultado la formación de emulsiones (o/w/o).

En resumen, los problemas de emulsiones en campos de aceite pueden aumentar cuando se utilizan métodos de recuperación secundaria y mejorada tales como la inyección de agua, inyección de vapor, surfactantes, CO₂ y la combustión in-situ por nombrar a los que más prevalecen.

2.6 Tendencia de la formación de emulsiones en prácticas de producción

Los efectos de las técnicas actuales de producción pueden ser representados de acuerdo a que alrededor del 90% de las prácticas pueden generar y/o agravar los problemas de las emulsiones. La prevención de la formación de emulsiones involucra la dificultad de expandir las etapas de manejo del aceite en los procesos de producción tales como:

- Sistema de operación para asegurar un flujo en estado estacionario.
- Agitación mínima.
- Sistema de calor.
- Adición de químicos.
- Tratamiento electrostático.
- Otros

Los productos químicos utilizados en procesos de fracturamiento a la formación, reacondicionamiento de pozos, estimulación de pozos, inhibición de la corrosión, etc., frecuentemente causan problemas muy severos de emulsiones, de acuerdo a la investigación de Gidley y Hanson (1974).

Se ha utilizado flujo de vapor para la deshidratación del aceite de California, el cual presenta una baja densidad relativa y alta viscosidad, el flujo de vapor ocasiona un incremento de la relación agua-aceite (WOR), lo cual puede provocar una disminución en la salinidad del agua, así como hinchar a las arcillas. Las altas velocidades del vapor en el fondo del pozo pueden desalojar partículas del yacimiento y agitar cualquier mezcla de aceite-agua conata.

La combustión in-situ también agrava los problemas de formación de emulsiones, ya que la combustión parcial en el subsuelo y el craqueo del aceite ocasionan que sus componentes tengan un alto peso molecular, los cuales son potenciales emulsificantes.

Los surfactantes son seleccionados muy detalladamente, pues tienden a ocasionar una baja tensión interfacial en la interfase aceite-agua, la cual por definición, es la principal fuerza termodinámica que ocasiona la coalescencia de las gotas, por lo tanto, es de esperarse que los surfactantes, polímeros y CO₂ produzcan varios problemas de emulsiones.

Cualquier agitación causada por una repentina caída de presión puede estabilizar una emulsión más allá de lo que se pueda crear, por lo tanto, dos o tres etapas de separación de gas-líquido no solo minimizan las pérdidas por encogimiento, sino también reduce la formación de emulsiones.

Las bombas que funcionan mediante un movimiento cavitatorio minimizan la formación de emulsiones, las bombas de desplazamiento positivo son las segundas más escogidas.

2.7 Prevención de emulsiones

La formación de emulsiones se presenta principalmente en el pozo y en las instalaciones superficiales. El problema de la formación de emulsiones se puede solucionar con:

- La eliminación de la turbulencia y tener un deslizamiento cortante donde quiera que sea posible.
- Removiendo el agua del aceite tan pronto como sea posible en la superficie.

Las operaciones comunes muestran que estas opciones no están siempre disponibles; por lo tanto, en muchos casos llega a ser necesario darle tratamiento a las emulsiones que inevitablemente se forman.

Las principales fuentes de formación de emulsiones y su prevención son resumidas a continuación:

2.7.1 Flujo dentro del pozo.

El flujo dentro del pozo causa una agitación que usualmente es ocasionada por la liberación del gas en solución debido al decremento de presión, por lo tanto, el gas causa turbulencia al fluir a través del pozo, tamices, conexiones, estranguladores, tuberías superficiales y otras restricciones. La turbulencia puede ser reducida, pero no eliminada, mediante la instalación de un estrangulador de mayor diámetro o sosteniendo una caída de presión mayor en la salida del estrangulador. Un estrangulador en el fondo del pozo usualmente reduce la estabilidad y la cantidad de la emulsión debido a que:

- Se tiene una baja presión diferencial a través del estrangulador en el fondo del pozo.
- Se tiene un flujo laminar durante una distancia larga cuando el flujo sale del estrangulador lo que corresponde a una baja turbulencia.

En muchos casos la inconveniencia de instalar un estrangulador en el fondo de pozo es compensada por el bajo costo económico que se tiene en el tratamiento de la emulsión.

2.7.2 Bombeo neumático.

Cuando se tiene este sistema artificial de producción en el pozo, la emulsión se forma en dos puntos principales:

- En el punto donde el gas es introducido dentro de la tubería.
- En la cabeza del pozo.

Cuando se utiliza un bombeo neumático intermitente, la emulsión se forma principalmente en la cabeza del pozo y en el equipo superficial, por otro lado, cuando se utiliza el bombeo neumático continuo, la emulsión se forma en los puntos de inyección de gas. El sistema de bombeo neumático es muy eficiente, pero el operador debe considerar los problemas de formación de emulsiones con los que se encontrará.

2.7.3 Bombeo mecánico.

Cuando se tiene este sistema artificial de producción en el pozo, la fuente de emulsificación es la bomba y la tubería de producción. Algunas causas de la turbulencia en estos pozos son las siguientes:

- Fugas en la válvula estacionaria, válvula viajera, émbolo, empaques y otras partes de la bomba.
- La producción de gas en pozos con bombeo mecánico causa una considerable turbulencia en las partes más estrechas de la bomba.
- El golpeteo de la bomba provoca un movimiento de las varillas que causa una turbulencia adicional.

Las fuentes de turbulencia pueden ser minimizadas utilizando una buena bomba que pueda soportar el trabajo de la válvula estacionaria y de la viajera, que proporcione velocidad y tenga buena longitud. En pozos con bombeo mecánico donde se produce gas, un separador en el fondo del pozo reduce la turbulencia.

2.7.4 Instalaciones superficiales.

Las principales fuentes de turbulencia en los manifolds y en las líneas de recolección son las bombas, válvulas y conexiones en donde la dirección de flujo cambia abruptamente. Es probable que la presencia de la turbulencia en secciones rectas a menudo sea suficiente para propiciar la formación de una emulsión, especialmente en el flujo de gas-líquido.

Otras fuentes de emulsificación en equipo superficial son las válvulas de descarga en los separadores, deshidratadores mecánicos para gas y tanques de asentamiento; sin embargo, usualmente son fáciles de corregir.

Capítulo 3: Deshidratación del aceite

3.1 Introducción

La producción de hidrocarburos líquidos viene acompañada de agua salada, gases condensables e impurezas por lo que es necesario someter al fluido a algún tratamiento de limpieza para poder cumplir las exigencias comerciales, pues mientras más impurezas presente, su precio de exportación se castiga, ya que causaría grandes daños e ineficiencia en los equipos de refinación y además de que el agua tratada debe satisfacer las regulaciones ambientales establecidas (15-40 ppm de salinidad). Por ello se hace uso de los deshidratadores, pues como su nombre lo indica consisten en la remoción de agua además de sales, arenas, sedimentos y otras impurezas del aceite crudo. Dependiendo del tipo de aceite y de la disponibilidad de recursos se combinan métodos como el tiempo de retención, tratamiento de calentamiento y/o eléctrico y/o químico.

En la industria petrolera existen una infinidad de deshidratadores, pero los más conocidos a nivel mundial son: químico, gravitacional, térmico, electrostático, mecánico y separación centrifuga. Éstos, a su vez, cuentan con diferentes características como su tamaño, forma y separación de fases (bifásico o trifásico), dependiendo de la compañía de fabricación, también cuentan con tratamientos adicionales como desalación, los especializados en rompimiento de emulsiones o combinaciones entre tratadores.

Otra de las ventajas que trae la deshidratación es que se ha comprobado que causa un incremento en la capacidad de transporte del petróleo a la costa a través de oleoductos de exportación, cuando se optimiza el sistema de eliminación de agua la producción de petróleo aumenta considerablemente.

3.2 Problemas de deshidratación

La producción mundial de petróleo es aproximadamente de 100 [mmbpd] la cual está acompañada de un porcentaje de agua; en campos maduros hay ocasiones en las que se presenta una relación agua-aceite mayor al 10%, por lo tanto, no es de sorprenderse que la formación de emulsiones sea una regla en lugar de una excepción. La salinidad del agua producida puede tener un rango de prácticamente cero a casi saturada, es un factor muy importante a considerar ya que una baja concentración de sal puede formar emulsiones muy difíciles de romper.

Las emulsiones son un gran problema, principalmente durante las primeras etapas de producción de un campo petrolero, debido a que la tecnología con la que cuenta el campo para romper las emulsiones durante estas etapas de explotación es frecuentemente ineficiente.

En 1909, Cottrell aplicó un proceso de precipitación electrostática en las emulsiones del crudo de California obteniendo muy buenos resultados; durante la misma época Barnickel inició un trabajo con la adición de químicos para resolver el problema de las emulsiones y en 1914 implementó las primeras patentes (Shea, 1939). Estas dos tecnologías desarrolladas con experiencia e investigación han dado lugar a que se pueda romper casi cualquier emulsión en el campo, lo que permite obtener un producto estable.

Las principales razones por las cuales se realiza la deshidratación y el desalado del crudo son:

- 1) Los compradores del aceite crudo especifican un máximo valor permisible en el contenido de sedimentos y agua (S&W), los límites varían de 0.1 al 3% [wt]: 0.1% en climas fríos, 0.5% en las costas del Golfo de México y Texas y 3% para los crudos de California que presentan una baja densidad.
- 2) El precio del aceite para su compra-venta está basado en los grados API del crudo, entre más grande sea este valor es más caro, si contiene agua se reducen los °API por lo que también se reduce el precio del aceite.
- 3) El envío del aceite emulsificado tiene un precio de transporte y de capacidad de cupo, éste se reduce si la cantidad de agua disminuye.
- 4) La viscosidad del aceite aumenta con el incremento de la cantidad de agua (un aumento del 1% de S&W ocasiona un incremento del 2% de la viscosidad, si a un crudo de 30 °API se le incrementa la viscosidad en un 4% se tendrá un crudo de 15 °API (Lucas, 1976)).
- 5) Las sales minerales presentes en el agua producida desgastan al equipo de producción: carro tanques, líneas de descarga, tanques de almacenamiento, etc.
- 6) La refinación del aceite con agua puede ocasionar severos problemas de corrosión y taponamiento, por ejemplo, durante la destilación el crudo contiene sales inorgánicas del agua las cuales ocasionan corrosión y suciedad en el equipo de refinación. Bajo ciertas circunstancias, el cloruro puede formar ácido clorhídrico (HCl), el cual es extremadamente corrosivo.

Cualquiera de los métodos para la remoción de agua, sal, arena, sedimentos y otras impurezas del crudo son llamados *tratamientos del crudo*, los cuales tienen el objetivo común de proporcionar adecuadas densidades separando la salmuera del aceite crudo.

A continuación se mencionan los tratamientos más comunes:

- 1) Proporcionar una baja velocidad a la corriente de flujo (se reduce la turbulencia y se incrementa el tiempo de residencia lo que permite separar al agua libre de la corriente).
- 2) Separar el gas de la corriente de flujo y sacarlo del equipo de producción.
- 3) Tratar químicamente o agregar desmulsificadores.
- 4) Proporcionar una fase continua al agua depurada.
- 5) Agregar calor para reducir la viscosidad del aceite y acelerar la separación.
- 6) Tratar eléctricamente.
- 7) Tratar mecánicamente, proporcionando un incremento en el área superficial promoviendo la coalescencia de las gotas.

El tratamiento de campo puede lograr la remoción de arena, lodo y otros sólidos, el éxito implica que el aceite crudo reúna las especificaciones de refinación y de descarga. El tratamiento de la salmuera debe satisfacer las regulaciones ambientales de descarga (frecuentemente de 15-40 [ppm] de sal) o prevenir los problemas de reinyección tales como la formación de incrustaciones y/o tapones en el yacimiento, obsérvese que las regulaciones ambientales del aceite en el agua no son tan rigurosas como las especificaciones de transporte y venta de agua en aceite.

3.3 Métodos de tratamiento

La deshidratación del crudo involucra el uso de cuatro técnicas para obtener aceite y agua limpios dependiendo del tipo de aceite y de la disponibilidad de recursos, se combinan cualquiera de los siguientes métodos típicos de deshidratación de crudo:

- 1) Desmulsificación química
- 2) Tiempo de residencia
- 3) Calor
- 4) Electricidad

El tiempo de residencia y la inducción de calor son usualmente los tratamientos menos costosos en comparación con la adición de químicos y la creación de campos eléctricos.

3.3.1 Tratamiento químico

Los químicos desmulsificadores son similares a los emulsificadores y tienen cuatro principales funciones:

- 1) Crear una fuerte atracción en la interfase aceite-agua, para desplazar y/o neutralizar a los agentes emulsificadores presentes en la película de la interfase.
- 2) Hacer una floculación (precipitación de sustancias en disolución coloidal), para neutralizar cualquier carga eléctrica repulsiva entre las gotas dispersas lo que permitirá que las gotas se toquen.
- 3) Provocar la coalescencia para permitir a las gotas más pequeñas unirse con las gotas más grandes, para ésto se requiere que la estabilización de la película en los alrededores de la gota se rompa.
- 4) Mojar a los sólidos previene que los finos en la interfase de la gota bloqueen la coalescencia. Las arcillas, lodos de perforación y pequeñas partículas de sulfuro de hierro pueden ser mojadas por agua de tal modo que se depositan en la película interfacial de la gota y migran al interior de la misma. Los asfaltenos y las ceras son mojadas por aceite y pueden estar disueltas en la fase continua aceite.

Las teorías sobre la acción de los desmulsificadores no están muy detalladas, ya que aún no se ha podido explicar con exactitud los diferentes tipos de productos químicos presentes en una mezcla de aceite-agua en particular: Sin embargo, se tienen dos generalizaciones válidas:

- a) Los desmulsificadores efectivos tienen un alto peso molecular que son comparables con los surfactantes naturales.
- b) Usados como emulsificadores, los desmulsificadores tienden a producir emulsiones inversas (o/w) (Salager, 1990).

Una teoría tradicional sobre los desmulsificadores es que “neutralizan” al agente emulsificador, es decir, que el rompimiento de una emulsión w/o requiere de químicos que podrían producir normalmente emulsiones inversas (o/w). Otra explicación es que el químico desmulsificador hace muy estable a la película que se encuentra a los alrededores de la gota, y cuando el aceite se expande por la adición de calor la película se rompe. Si los químicos ocasionan una inestabilidad en la película, entonces no se requiere de la adición de calor al sistema.

La **tabla 3.1** presenta una breve historia de los químicos utilizados para romper a las emulsiones w/o, un solo químico no puede proporcionar las cuatro acciones requeridas por lo que los desmulsificadores comerciales son una mezcla de varios componentes (surfactantes y aditivos).

Tabla 3.1: Historia de los químicos desmulsificadores.		
Periodo	Dosis [ppm]	Tipo de químicos
1920's	1000	Jabones, sales de ácidos nafténicos, aromáticos y sulfonatos alquilo aromáticos, "Aceite turco rojo", sulfato de aceite
1930's	1000	Sulfonatos de petróleo y "jabones de caoba"
Desde 1935	100-500	Etoxilato de ácidos grasos, alcoholes grasos y alquilo fenoles
Desde 1950	100	Copolímeros óxido de etileno óxido/propileno (EO/PO), resinas p-alquilfenol formaldehídos + EO/PO y modificaciones
Desde 1965	30-50	Oxalato de amina
Desde 1976	10-30	Oxalato, resinas cíclicas de p-alquilfenol formaldehído y modificaciones complejas.
Desde 1986	5-20	Poliesteraminas y mezclas

Los principales químicos desmulsificadores pueden ser caracterizados como se muestra a continuación (Smith y Arnold, 1987; NANTCO, 1993; Svetgoff, 1990):

Esteres (acetona): Son buenos deshidratadores, provocan un asentamiento lento de las gotas de agua, pero al sobre dosificarse provocan emulsiones inversas.

Di-epóxicos: Son excelentes deshidratadores, pero provocan un asentamiento lento de las gotas de agua.

Uretanos: Son buenos deshidratadores y no causan efectos en las gotas de agua.

Resinas: Son sólidos mojados por agua que aceleran la formación de las gotas de agua, siendo así buenos deshidratadores. La resina catalizadora de ácido oxialquilato da buena calidad, separa el agua limpia además de ser las mejores secadoras de aceite.

Polialquilenos: Dan pobre deshidratación, no generan gotas rápidamente

Glicoles: Requieren mezclarse con otros para aplicarse.

Sulfonatos: Presentan buena mojabilidad y capacidad para formar gotas de agua por lo que pueden solucionar en forma factible cualquier emulsión. La sobredosis no causa emulsiones o/w, pero puede formar partículas FeS en el agua separada.

Poliesteraminas: Agentes de superficie activa violentos, deshidratan con bajas dosificaciones y producen una fuerte interfase o/w.

Fenoles de oxialquilato: Son buenos agentes para la mojabilidad, se utiliza en mezclas. Reducen la acumulación en la interfase. Se ajustan a desmulsificadores pobres.

Poliaminas de oxialquilato: Excelentes rompedores de emulsiones pero retrasan el asentamiento de las gotas de agua.

Alcanolaminas: Proporcionan un rápido asentamiento a las gotas y se ajustan a cualquier funcionamiento.

Un solo compuesto químico no puede proveer las cuatro funciones requeridas anteriormente citadas, por lo que los desmulsificadores comerciales son una mezcla de varios desmulsificadores básicos, además se adicionan solventes adecuados, tales como nafta aromática pesada (HAN), benceno, tolueno o alcohol isopropílico (IPA) para obtener un líquido que fluya a la menor temperatura esperada.

Los desmulsificadores para las emulsiones w/o son comprados y utilizados como líquidos premezclados, éstos siempre son insolubles en agua y fuertemente solubles en aceite, de esta manera pueden esparcirse rápidamente a través de la fase continua aceite y alcanzar la interfase de la gota, por otro lado, los *rompedores inversos* (desmulsificadores de emulsiones o/w) son altamente solubles en agua, las opciones más comunes son los compuestos de poliamina cuaternaria de amonio mezclados con aluminio, hierro o cloruro de zinc, las dosificaciones tienen un rango de 5 a 25 [ppm] (Hudgis, 1992).

Los químicos desmulsificadores pueden ser agregados continuamente a un gasto determinado no sin antes hacer pruebas de botella y/o pruebas de campo, no debe usarse una dosis adicional en el proceso. El gasto de inyección debe ser monitoreado cuidadosamente y el tanque de alimentación debe ser equipado con un indicador, de esta manera se permitirá al operador comprobar la cantidad de químico bombeado, los gastos pueden variar entre 2 y 200 [ppm] dependiendo del químico utilizado, pero usualmente están entre 10 y 60 [ppm] (Smith y Arnold, 1987). Usualmente los crudos pesados requieren dosificaciones más grandes que los crudos ligeros; cabe mencionar que solamente de 0.4 a 4 [ppm] se distribuyen en el agua producida (Hudgins, 1992).

El agregar una cantidad excesiva de desmulsificadores puede incrementar los costos de tratamiento así como aumentar el contenido de aceite en la salmuera separada, ya que frecuentemente se producen emulsiones inversas estables (o/w) o se puede hacer más estable la emulsión original w/o.

Los químicos desmulsificadores deben ser inyectados lo más pronto posible, de esta manera se da más tiempo a los químicos para trabajar y que puedan prevenir la posible formación de emulsiones. La inyección de los desmulsificadores antes de la bomba asegura una mezcla adecuada y minimiza la formación de emulsiones. Un mezclado suave, tal como la que se logra en una línea de flujo, puede acelerar la dispersión química y la floculación de las gotas de agua; sin embargo, una intensa agitación (como la que provocan las bombas centrífugas) promueve la formación de emulsiones.

Para la selección y preparación de los desmulsificadores es necesario considerar el tratamiento en la vasija, por ejemplo, los tanques depuradores requieren mayores tiempos de residencia (8-24 horas), por lo que necesitan desmulsificadores de acción lenta. Por otro lado, las unidades de tratamiento térmico y electrostáticas presentan cortos tiempos de residencia (15-60 minutos), por ello requieren desmulsificadores de acción rápida. Si el desmulsificador es agregado en la cabeza o en el fondo del pozo, éste no debe ser sensible a la agitación o al flujo turbulento que se presenta antes de entrar a la vasija. Problemas como precipitación de parafinas en climas fríos, incremento de sólidos por corridas de diablo, adición de compuestos químicos para intervenciones de pozos, pueden requerir el cambio del desmulsificadores de línea.

Los agentes emulsificadores en el aceite crudo son muy numerosos y complejos, lo que no permite una identificación completa del agente, es por ello que el trabajo para encontrar al desmulsificador conveniente es todo un arte de la ciencia. La selección del desmulsificador está basada en pruebas directas, comúnmente conocidas como *pruebas de botella* cuyo procedimiento se encuentra descrito a detalle en el API MPMS 10.4 (1988), PETEX (1990), Bowman (1977) y en manuales de distribuidores. Obviamente, para el éxito de la prueba de botella se requiere de una buena muestra tomada de la emulsión del sistema y únicamente es válida para ésta; en la **tabla 3.2** se presenta un resumen del procedimiento de Bowman.

Tabla 3.2: Procedimiento estadístico diseñado de la prueba de botella
1. Obtener una muestra de 5 [galones] en un recipiente con tapa enroscable y una válvula de drene para remover el agua libre.
2. Eliminar cualquier contenido de agua libre presente en la muestra.
3. Agitar los 5 [galones] cuidadosamente y utilizar el procedimiento ASTM D 96, determinar el porcentaje de S&W de la emulsión con y sin deshidratador mecánico.
4. Ajustar un volumen de 8 [onzas] a las condiciones de la prueba en varios recipientes.
5. Agregar 100 [ml] de emulsión en cada botella. Agregar un desmulsificador de emulsión normal. Agregar un desmulsificador de emulsión inversa si se requiere. Realizar un tratamiento térmico.
6. Colocar las botellas en un agitador horizontalmente. Agitar a una velocidad de 150 [ciclos/min] durante 3 minutos.
7. Colocar en un lugar libre los botes a la temperatura apropiada y empiece a contar el tiempo.
8. Cuando haya transcurrido el tiempo indicado por el criterio inicial de diseño de la prueba, remover los botes de sus lugares y registrar la cantidad de agua presente en cada bote.
9. Utilizando una jeringa ajustada con un tope a una longitud predeterminada, muestrear 10 [ml] de aceite de cada bote.
10. Determinar el contenido de S&W de la muestra con y sin deshidratador mecánico.
11. Sí el análisis de la concentración de agua en el aceite es el deseado, obtenga una muestra con la jeringa de 5 [pg.] de agua del fondo del bote.
12. Cualitativamente determine el contenido de aceite en el agua.

Fuente: Bowman, Burtton y Pryor, 1977

NOTA:

1. Los pasos 3 al 7 deben ser realizados tan pronto como sea posible después de que la mezcla es obtenida.
2. Si se requiere más de una hora para completar estos pasos, los 5 galones deberán ser calentados a su temperatura original y agitados durante 3 minutos.

Cuando se utilizan bombas de acero inoxidable se puede muestrear el fluido a presión y de esta manera se minimizan las pérdidas de los compuestos más ligeros. Una buena muestra debe:

- a) Ser representativa de la corriente.
- b) Provenir de la corriente de flujo de los pozos individuales que están alimentando al tratador.
- c) Contener cantidades representativas de químicos presentes tales como desmulsificadores, inhibidores de corrosión, parafinas, etc.
- d) Ser reciente para prevenir la estabilización por envejecimiento de la emulsión.

La prueba de la botella está basada en cuatro principales factores:

1) Agitación:

Usualmente se pasa por alto que los resultados de la prueba de la botella no pueden ser correlacionados con los datos de campo, esto si la intensidad de agitación de la emulsión en la botella es sumamente diferente a lo que se presenta en el campo; sin embargo, es imposible calcular la “cantidad de agitación en el campo” pero es muy fácil sobrestimarlo; a menos que la intensidad de agitación de la botella dure mucho (es común 200 sacudidas/minuto durante 5 minutos), no se puede asegurar que una diferencia en la agitación causa malas correlaciones entre los resultados de la prueba de la botella y el campo.

2) Adición de químicos:

Algunas veces se diluye el químico desmulsificador con algún solvente de la forma 2 y/o 10% en solución, lo que permite agregar con más facilidad y más exactitud el desmulsificador; sin embargo, tal disolución de solventes puede y causa datos erróneos (Graham y Stockwell, 1980). Un desmulsificador líquido pre-mezclado idéntico al considerado para utilizar en el campo, debe ser agregado utilizando una jeringa con una graduación en microlitros.

3) Calor

A menudo es preferible realizar la prueba de la botella a una temperatura un poco más baja a la que se presenta en el campo, porque el tratamiento térmico del aceite en el campo es usualmente de 5 a 10 [°F] más frío que la fase agua que pasa a través de los tubos calientes y además la evaporación de los componentes más ligeros también enfría al aceite.

4) Tiempo de asentamiento.

El tiempo de asentamiento en la botella corresponde al tiempo de residencia que el crudo experimenta en el tratamiento, por lo tanto, la botella no debe ser agitada durante este tiempo.

Las pruebas de deshidratación del aceite deben estar diseñadas para que los efectos de las variables importantes (adición de químicos, tratamiento de temperatura, tiempo de asentamiento, etc.) puedan ser evaluadas (Bowman, 1977); el diseño estadístico de la prueba de la botella permite la interacción entre las variables que son revisadas.

El tratamiento químico ofrece las siguientes ventajas:

- La formación de emulsiones puede ser completamente prevenida por la introducción de desmulsificadores en etapas tempranas del tratamiento.
- Se pueden romper las emulsiones a temperaturas significativamente bajas, así se ahorra combustible y se reducen las pérdidas de aceite crudo así como de sus °API.

Las desventajas del tratamiento químico son:

- La principal es la sobredosis, ya que se pueden producir nuevas emulsiones que son a menudo más difíciles de romper que las originales.
- Económicamente es inconveniente romper las emulsiones únicamente con químicos, es más apropiado agregar la energía (calor o electricidad) necesaria para reducir la dosis y por lo tanto el costo de los químicos.

3.3.2 Tratamiento gravitacional

El tratamiento gravitacional es llevado a cabo en vasijas contenedoras relativamente grandes como son:

- a) Tanques
- b) Asentadores o sedimentadores
- c) Tanques depuradores
- d) Tanque de asentamiento
- e) Deshidratadores mecánicos de agua libre (FWKOs).

En estas vasijas se proporciona el *tiempo de residencia* requerido.

Los FWKO son usualmente utilizados para remover grandes porcentajes de agua libre (Fig. 3.1), ésta es arrastrada por la corriente de alimentación ya que no forma una emulsión con el aceite, su asentamiento es rápido y fácil, en menos 20 minutos.

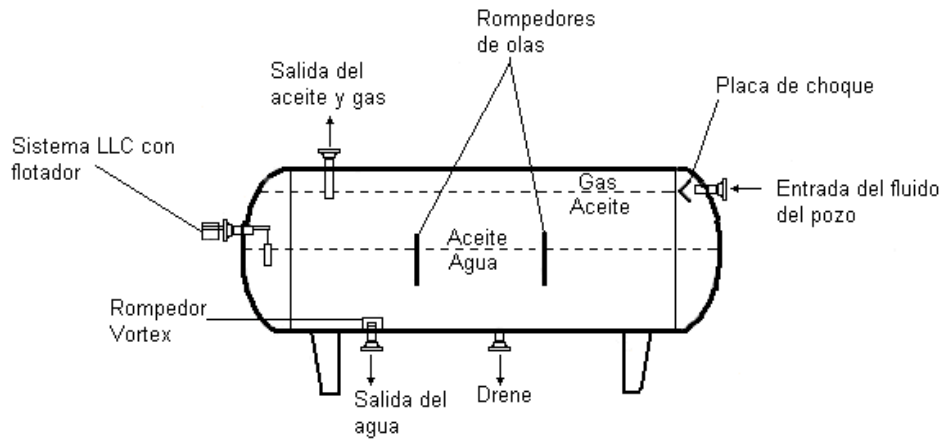


Fig. 3.1: Deshidratador mecánico de agua libre (FWKO), (Smith y Arnold, 1987)

El FWKO es a menudo utilizado en conjunto con otros métodos como un paso preliminar o como la primera etapa de remoción de salmuera. Por otro lado, el aceite puede contener todavía de 1 hasta 40% de agua emulsionada. Estos aparatos pueden o no utilizar desviadores para dar un flujo direccional a través de la unidad y algunas veces usan placas de choque tales como la Peformax. A menudo estos aparatos cuentan únicamente con un tanque de asentamiento presurizado con un nivel de control de agua y con una válvula de control de descarga. La separación del agua libre antes de mandar la mezcla (emulsión) a un tratamiento de calor (fired heater) ahorra considerables cantidades de combustible, ya que para aumentar 1 [°F] la temperatura de un barril de agua se necesitan 350 [BTU], pero solamente se necesitan 150 [BTU] para aumentar 1[°F] la temperatura de un barril de aceite, ésto se menciona porque el calentamiento del agua es innecesario y no solo es un desperdicio inútil de energía, sino que también puede ocasionar el depósito de incrustaciones y se pueden requerir químicos caros para prevenir su formación (la acumulación de 0.06 [pg] de incrustaciones en los tubos calientes puede incrementar las pérdidas de combustible de un 11 a 13% (Stewart, 1979)).

Los tanques de depuradores, son grandes vasijas contenedoras que usualmente manejan una tercera parte de su capacidad con agua y las dos terceras partes restantes las ocupa el aceite. Una emulsión con desmulsificadores y algunas veces calentada, es introducida debajo de la interfase aceite-agua en la vasija utilizando un “tornapunta”, de esta manera se induce una acción “depuradora” que proporciona una agitación suave y provoca un contacto entre las gotas del agua arrastrada y el volumen de agua retenida, de esta manera se unen y se remueven las gotas de agua de la corriente de aceite. El rompimiento de la emulsión ocurre en las dos terceras partes más altas del tanque con el ascenso muy lento del aceite, una inapropiada alimentación o una pobre distribución de la emulsión dentro de la sección depuradora puede ocasionar turbulencias y laminación.

Los tanques depuradores consisten de cinco secciones principalmente (Fig. 3.2):

- 1) Línea de entrada.
- 2) Tubería conductora, tubo separador de gas o desgasificador.
- 3) Cuerpo del tanque.
- 4) Línea de salida del agua también conocida como sifón de salida.
- 5) Línea de salida del aceite.

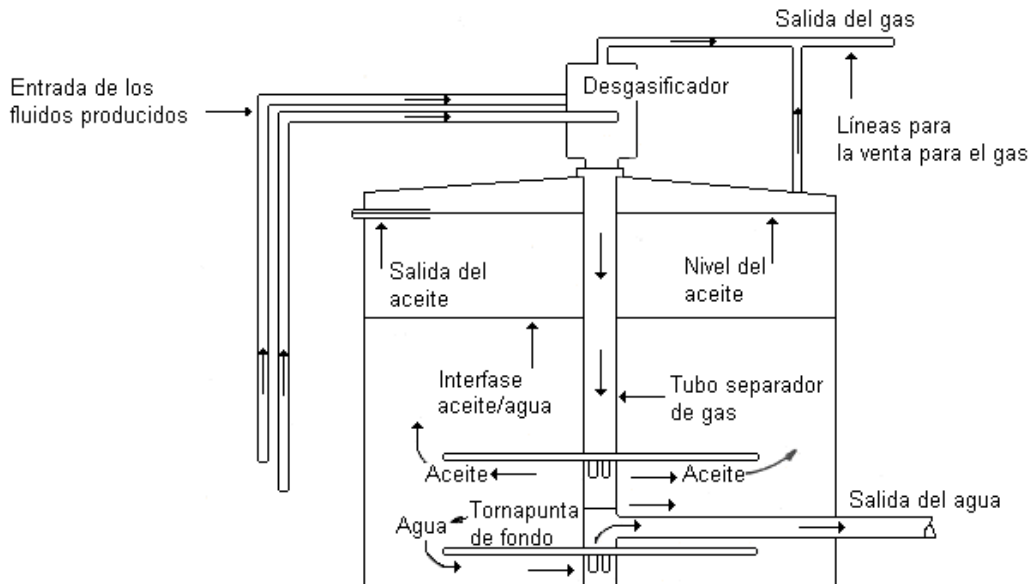


Fig. 3.2: Tanque depurador o Gun Barrel.

Hertz (1987) enfatizó la importancia de la desgasificación de la emulsión antes de que la corriente entre al tanque. El desgasificador de Hertz consiste de una cama embalada de 1.5 [pg.] (Fig. 3.3).

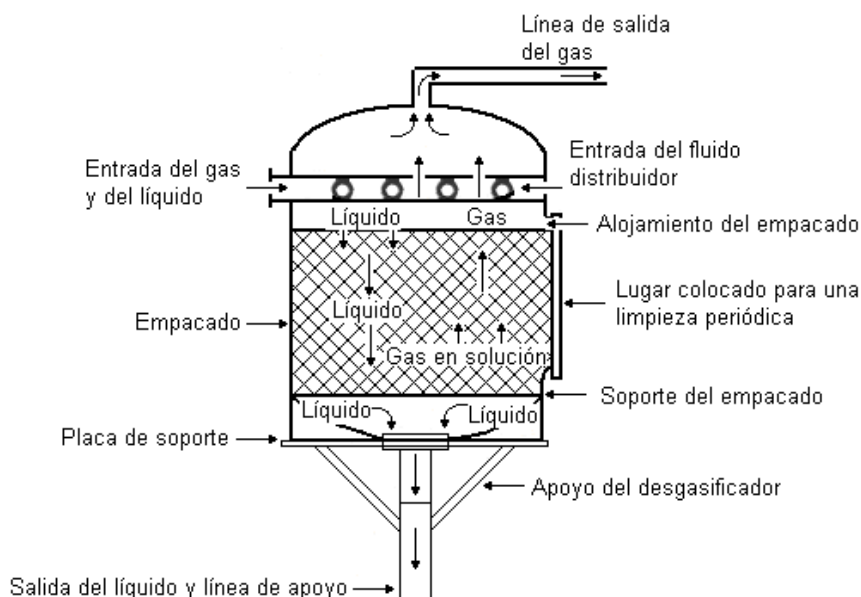


Fig. 3.3: Desgasificador (Hertz, 1987).

En la Fig. 3.4 se muestra como las corrientes gas y de líquido son introducidas en el empacado, un porcentaje grande de gas es sacado inmediatamente por la parte de arriba mientras el líquido fluye por gravedad a la parte de abajo del empacado, como el aceite moja el embalado, una superficie grande de gas-líquido es generada, lo que propicia una desgasificación efectiva, de esta manera se reduce el gas liberado corriente abajo en el tanque de almacenamiento de la batería de producción. El sistema Vortex se utiliza para introducir el líquido desgasificado en el tanque depurador en forma uniforme para minimizar posibles problemas. Muchos tanques depuradores tienen otras partes tales como los ecualizadores de gas, manómetros, líneas de descarga y conexiones de calor; sin embargo, estas partes son generalmente consideradas accesorios y no están involucradas en las funciones primarias del tanque depurador.

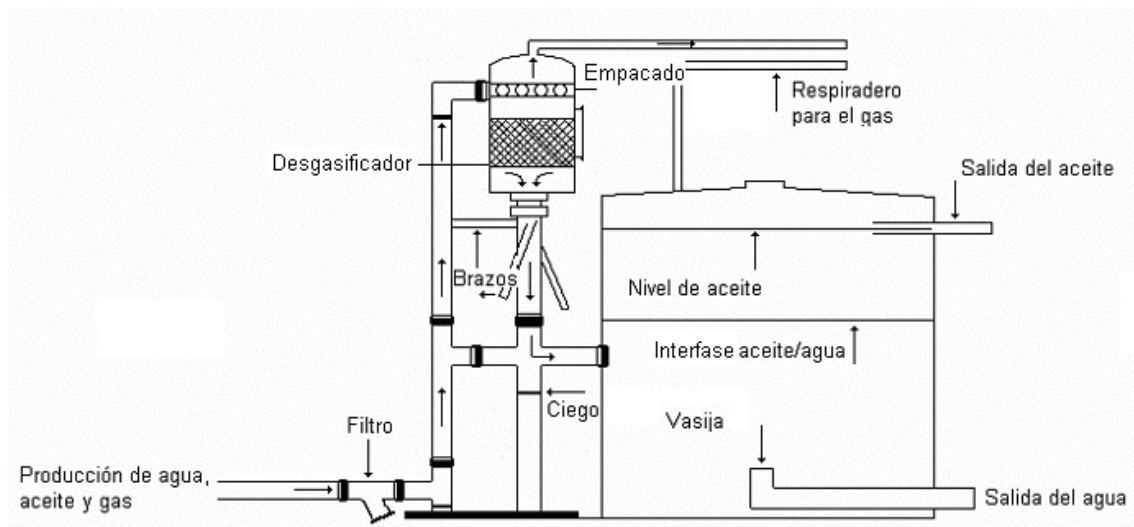


Fig. 3.4: Instalación del desgasificador

A continuación se enumeran las ventajas que presenta un tanque depurador (West, 1976):

- 1) No utiliza combustible ya que utiliza la coalescencia y el tiempo de residencia en lugar de calor.
- 2) No tiene partes móviles.
- 3) No hay peligro de incendio.
- 4) Se repele menos gas, por lo tanto, hay un mínimo volumen de encogimiento y menos disminución de los °API.

Sin embargo, los tanques depuradores tienen las siguientes desventajas:

- 1) No están diseñados para manejar grandes volúmenes de gas.
- 2) El tanque es muy grande y pesado por lo que requiere grandes inventarios de aceite que son guardados en el tanque, con esto el capital no genera intereses, al tenerlo almacenado. El peso del tanque previene su uso en instalaciones costa afuera.
- 3) La prevención de la corrosión puede ser muy costosa pues el primer costo es la inspección y el mantenimiento de la gran capa superficial interna y la protección catódica es tiempo consumido y costoso.
- 4) Si la emulsión es calentada antes de entrar al tanque, las pérdidas por calor pueden ser muy grandes.
- 5) Los patrones de flujo no ideales son difíciles de eliminar y se pueden ocasionar daños.

3.3.3 Tratamiento térmico

El tratamiento térmico está clasificado como directo e indirecto de acuerdo al método empleado para la aplicación del calor, los calentadores directos siguientes son los cuatro tipos más comunes:

- 1) Calentador tubular.
- 2) Calentador con camisa para el fluido.
- 3) Calentador interno.
- 4) Calentar tipo volumétrico.

Aunque estos calentadores tienen diferentes diseños, la transferencia de calor se hace por contacto directo del fluido con el calentador. A pesar de los problemas que se tienen con los sedimentos y la corrosión, estos tratamientos son capaces de manejar grandes volúmenes de fluido con menos combustible que los calentadores indirectos los cuales operan eficientemente donde se tiene una pequeña o nula presión por lo que los fluidos no causan problemas severos de corrosión. Por su forma los tratamientos térmicos pueden clasificarse en horizontales y verticales, sus partes principales se muestra en las Figs. 3.5 y 3.6.

El diseño de un tratamiento térmico vertical se realiza de acuerdo a las siguientes funciones:

- 1) Desgasificación de la emulsión que entra al tratamiento.
- 2) Remoción de arena, sedimentos, y agua libre de la corriente de alimentación en la línea de flujo y antes de ser calentada.
- 3) Depurado del agua y el calentamiento de la emulsión.
- 4) Coalescencia y asentamiento de las gotas, la unión mecánica puede ser utilizada en esta sección.

El aceite limpio, caliente y deshidratado puede ser utilizado para calentar la emulsión de entrada, utilizando un intercambiador de calor, por otro lado, la emulsión más corrosiva y más sucia es alimentada a un tubo lateral para una limpieza más severa.

Si se tiene una corriente de alimentación muy grande, la sección que se encuentra debajo de los tubos calientes debe ser dimensionada para permitir un tiempo de residencia de 5 minutos, los tratamientos térmicos verticales no son los más adecuados para remover grandes cantidades de agua libre, esta limitación se agrava en campos maduros donde se presenta un incremento en la producción de agua, una buena solución es colocar un FWKO en la entrada de la corriente.

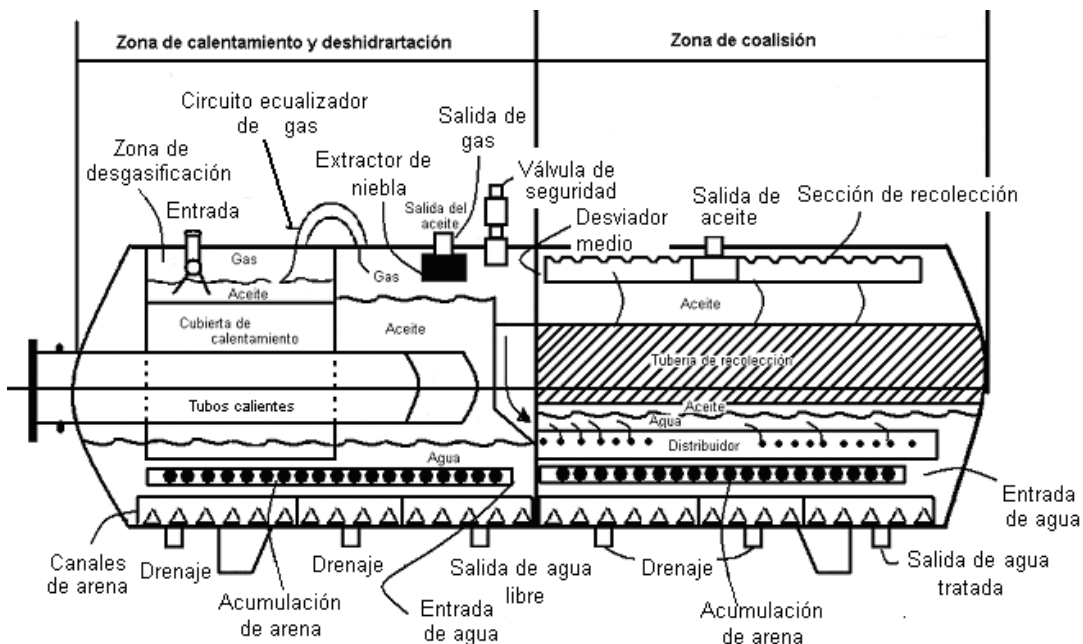


Fig. 3.5: Calentador horizontal (API Spec 12L, 1987)

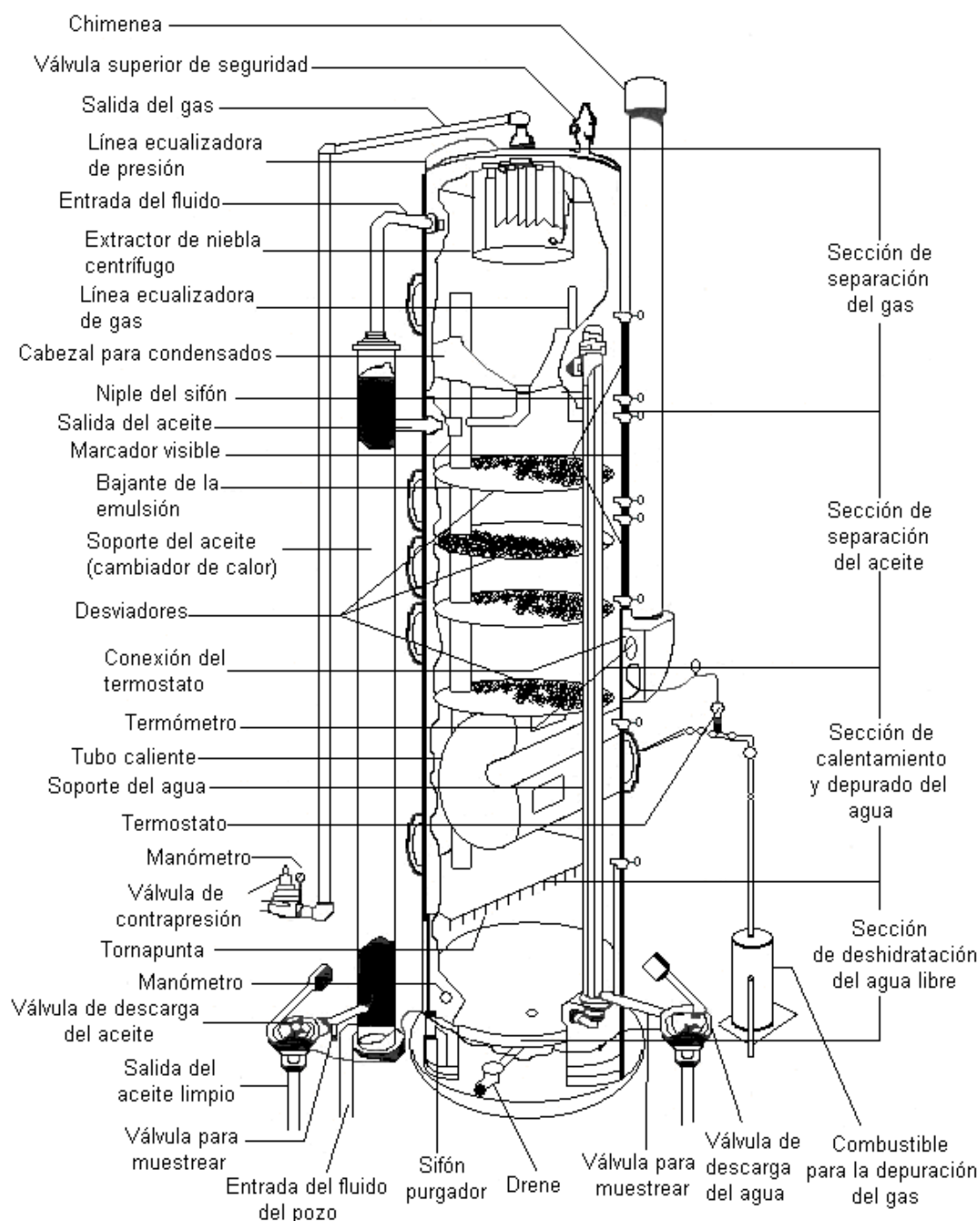


Fig. 3.6: Calentador vertical (Howell Training Co., 1979)

La coalescencia mecánica puede o no ser utilizada en la sección de asentamiento del aceite, algunas placas como la Performax (NANTCO, 1991) son mejores que la sección excelsior (o "hay") proporcionando una buena separación y previenen en gran medida posibles taponamientos, la canalización en la sección "hay" puede ocasionar que las gotas de agua sean arrastradas con el aceite tratado. Los problemas de incrustaciones se pueden presentar en la salida del sifón de agua así como en el fondo de la sección "hay", mientras que los problemas de corrosión se presentan en las líneas de flujo y en otros compartimientos, lo cual es solucionado utilizando una tubería gruesa o placas.

Las mismas funciones básicas son previstas en un calentador directo tipo horizontal, tal y como se muestra en la Fig. 3.5, la corriente que entra es parcialmente desgasificada para ser enviada a los tubos calientes a través de un desviador, el agua libre y la arena son sacadas de la corriente antes de que la emulsión sea calentada, después la corriente asciende a través de los tubos calientes y es desgasificada completamente, posteriormente la emulsión fluye hacia un baño de agua dentro de la sección turbulenta y finalmente, se alimenta uniformemente dentro de la sección de coalescencia con barras esparcidoras. Se introduce aceite emulsionado debajo de la interfase aceite-agua para proporcionar un depurado que promueve la coalescencia, con esto la emulsión se rompe y el aceite limpio es removido del fondo a la sección de asentamiento, la coalescencia algunas veces es utilizada para ayudar a la separación en la sección de asentamiento.

Las partículas sólidas tales como la arena, incrustaciones, productos corrosivos, etc., se asientan y se acumulan en el fondo de las vasijas si tienen un tamaño relativamente grande (unos cuantos micrómetros). Si la arena no se remueve, se pueden presentar los siguientes problemas en los procesos (NANTCO, 1991):

- 1) La arena se puede acumular y ocupar un volumen valioso en la vasija y puede eventualmente bloquear la trayectoria de flujo del fluido, se han encontrado vasijas de tratamiento casi llenas de arena.
- 2) La arena se puede depositar en los niveles superficiales de calentamiento lo que ocasiona un bloqueo en la transferencia de calor.
- 3) El depósito de arena puede interferir con los controles de nivel, ánodos, válvulas y bombas, tales depósitos pueden ocasionar y aumentar el crecimiento de bacterias y acelerar la corrosión.

La arena puede ser sacada de cualquier vasija que esté diseñada correctamente, ya que las partículas sólidas se deslizarán en las superficies inclinadas, si la pendiente de la superficie está más empinada que el ángulo de reposo de la partícula. Un chorro de agua con una presión mínima de 30 [psia], más grande que la presión de operación, puede remover los depósitos más ligeros, los removedores de arena y los desviadores con ángulo invertido son utilizados con chorros de agua para remover los depósitos de arena como se muestra en la Fig. 3.7.

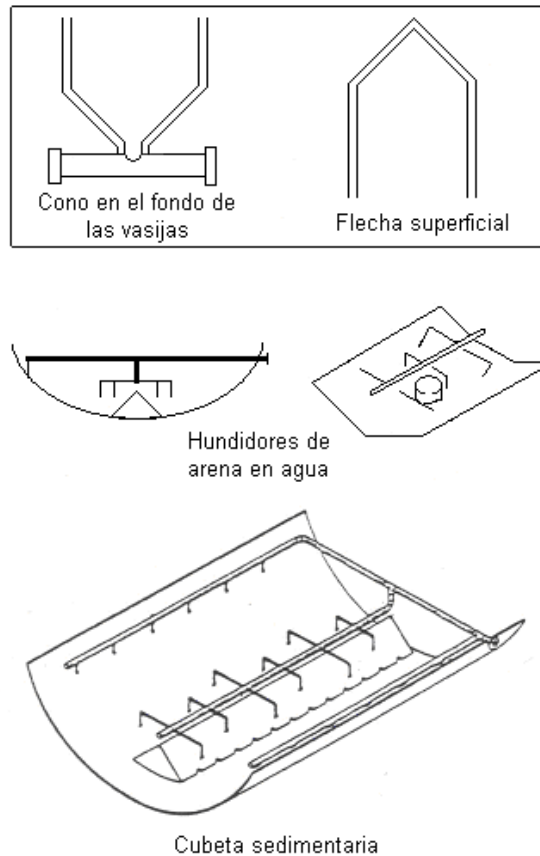


Fig. 3.7: Aparatos removedores de arena.

Las válvulas de alivio proporcionan seguridad y deben ser instaladas en todos los tratamientos (OCS Order No. 5, 1981; API 14C, 1986; API RP 14E, 1991; ASME Pressure Vessel Code, 1993).

Los calentadores indirectos tienen diferentes diseños, pero se tienen tres partes básicas en estos sistemas:

- 1) Cuerpo.
- 2) Calentador incluido.
- 3) Paquete de tubos de flujo.

Los calentadores indirectos primero calientan agua o calientan el medio en el cuerpo, esta agua caliente es llevada al paquete de tubos de flujo, en los cuales se transfiere calor a la emulsión que pasa través del paquete de tubos. Evitando el contacto directo de la emulsión con el calentador se reduce la corrosión y el depósito de incrustaciones.

El calentamiento indirecto puede también ser proporcionado pasando un fluido caliente a través de los tubos en el tratamiento, este fluido es circulado por bombas a través del calentador que puede ser colocado a una poca distancia por seguridad. Los calentadores indirectos son utilizados a menudo con calor de desecho recuperado (extraído de las turbinas de gas).

El calentamiento proporciona las siguientes ventajas:

- 1) Reduce la viscosidad de la fase continua aceite, así se intensifica la coalescencia de las gotas y se incrementa el gasto de asentamiento; la reducción es dramática ya que un aumento de 10 [°F] en la temperatura puede reducir la viscosidad a la mitad de su valor.
- 2) Se incrementa el movimiento de las corrientes naturales convectivas dentro de la emulsión por lo que simultáneamente se incrementa y se intensifica la coalescencia de las gotas.
- 3) Se incrementa la diferencia de densidad entre la salmuera y el crudo por lo menos hasta 175 [°F].
- 4) Se generan corrientes termales, las cuales con la reducción de la viscosidad del aceite, promueve una distribución más uniforme de los desmulsificadores químicos y aumenta la frecuencia de colisión de las gotas.
- 5) El derretir y/o disolver a las parafinas sólidas puede estabilizar la emulsión, esto se hace para mantener al aceite sobre su punto de opacidad.
- 6) Se debilita la película estabilizadora alrededor de las gotas de agua.

Sin embargo, el calentamiento sufre de las siguientes desventajas:

- 1) El calentamiento algunas veces ocasiona que los hidrocarburos más volátiles del aceite se liberen y se mezclen con la fase gaseosa, esta "pérdida" de los hidrocarburos más ligeros trae como consecuencia el encogimiento de un volumen apreciable y la reducción de la densidad en °API (Figs. 3.8 y 3.9).
- 2) El calentamiento aumenta el costo del tratamiento por el gasto en el combustible.
- 3) Los calentadores son peligrosos.
- 4) Los calentadores requieren de reguladores de gas de combustión y controles de temperatura, además de válvulas de descarga, válvulas de contrapresión y válvulas de alivio para emergencias que son comunes en todas las vasijas.
- 5) Los depósitos de coke en los tubos calientes puede ocasionar problemas.

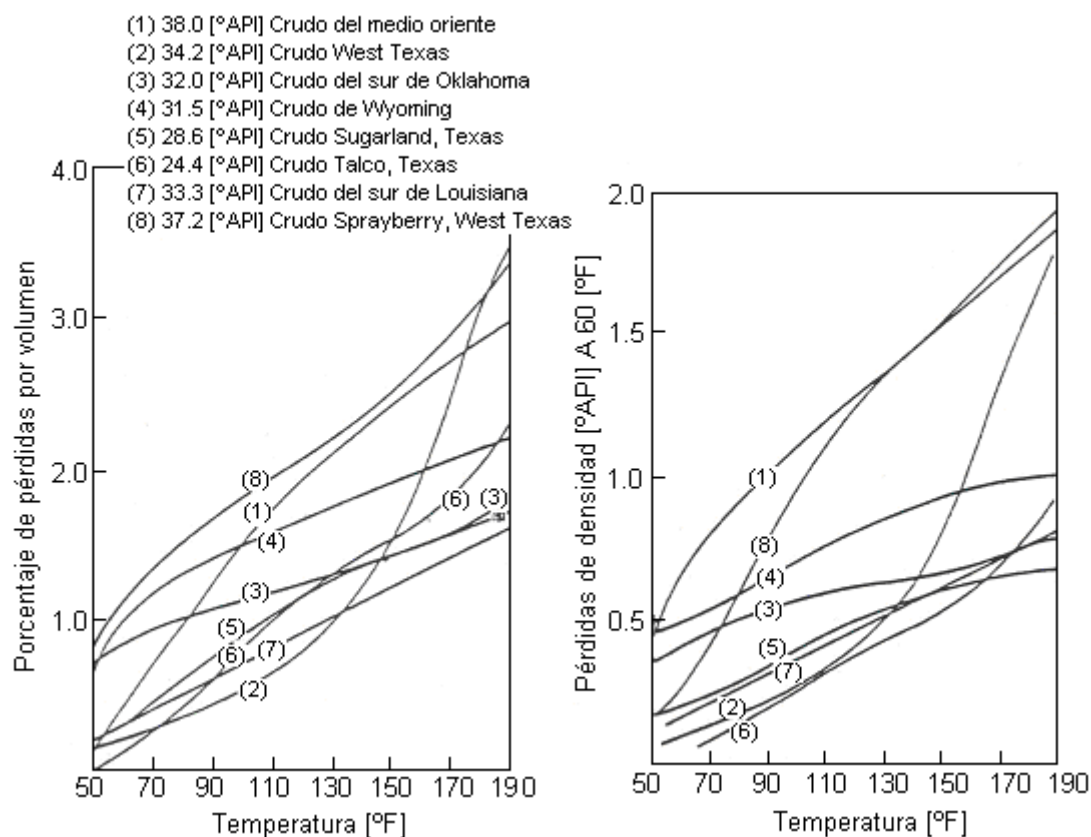


Fig. 3.8: Pérdida de volumen y [°API] vs. Temperatura.

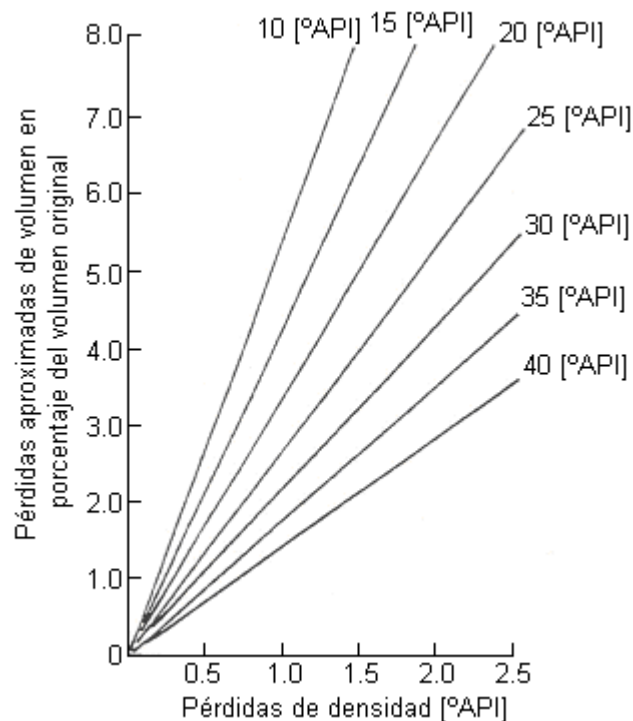


Fig. 3.9: Volumen encogido vs. Pérdida de [°API].

La regla principal del tratamiento térmico es *no sobrecalentar*, para minimizar el volumen encogido y la pérdida de la densidad en °API del crudo, los tratamientos de temperatura varían de 90 a 250 [°F] dependiendo de la densidad del crudo y del tipo de emulsión, por ejemplo, usualmente los crudos de Arabia Saudita y Dakota del norte (36-38 [°API]) no necesitan tratamiento térmico mientras que el crudo de Louisiana (32-33 [°API]) se trata a una temperatura de hasta 100-110 [°F], el crudo pesado de California (12 [°API]) a menudo se calienta a 240 [°F] utilizándose además tratamiento químico y electrostático.

El costo del tratamiento térmico depende directamente del costo del combustible. El costo del combustible puede ser dramáticamente reducido si se recupera el calor en el tratamiento del crudo, frecuentemente se “agrega” un intercambiador de calor como se muestra en la **figura 3.6**, por otro lado, el calor de desecho recuperado de los generadores eléctricos es también muy práctico.

3.3.4 Tratamiento electrostático

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 [μm] de diámetro, tiene una velocidad de asentamiento de 0.07 [pies/hr] en un crudo de 33 [°API] a 110 [°F] y una $\mu=6.5$ [cp] (Burris, 1977).

Una molécula de agua es polar; por lo tanto, un campo eléctrico aumenta la coalescencia de las gotas de agua dispersas en el aceite por dos mecanismos que actúan simultáneamente:

- 1) Las gotas de agua pueden adquirir una carga por contacto directo con un electrodo cargado o por la transferencia de una carga convectiva de un electrodo en la fase orgánica.
- 2) La distribución al azar de las gotas de agua en el seno del aceite, al pasar por el campo electrostático se alinean con su carga positiva orientada al electrodo cargado (negativo), como se ve en la figura 3.10

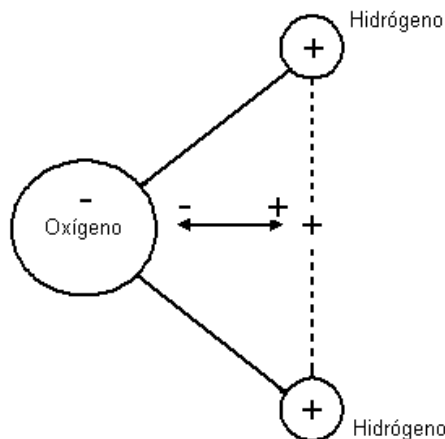


Fig. 3.10: Efecto del campo electrostático en las gotas de agua.

Para explicar que sucede cuando el campo electrostático es aplicado en el agua emulsionada, hay que tomar en cuenta el comportamiento de la conductividad de las gotas de agua dispersas en la fase aislada (aceite) que es ahora descrito.

Una gota de agua aislada en contacto con un electrodo cargado adquiere la siguiente carga (Cho, 1964):

$$Q = 1.65(4\pi r^2) \varepsilon_{oil} \varepsilon_o E \dots\dots\dots(3.1)$$

Donde:

Q = Carga de saturación en la gota [C].

r = Radio de la gota [m].

ε_{oil} = Constante dieléctrica relativa del crudo [1].

ε_o = Constante dieléctrica del vacío, adimensional = 8.85×10^{-12} , [F/m].

E = Campo eléctrico entre los electrodos [V/m] = PD/ Δx .

PD = Diferencia de potencial entre los electrodos [V].

Δx = Espaciamiento entre los electrodos [m].

La gota de agua cargada experimenta una fuerza electrostática dada por:

$$F_e = QE = 6.6\pi r^2 \varepsilon_{oil} \varepsilon_o E^2 \dots\dots\dots(3.2)$$

Donde:

F_e = Fuerza electrostática en la gota [N].

Si la gota es pequeña, la fuerza de fricción puede ser descrita utilizando la ley de Stokes:

$$F_{drag} = 6\pi\mu V_d \frac{r}{g_c} \dots\dots\dots(3.3)$$

Donde:

V_d = Velocidad de la gota [m/s]

μ = Viscosidad del crudo [Pa-s] (1 [m-Pa-s] = 1 [cp]).

$g_c = 1$ [kg-m/s²-N]

De las ecuaciones 3.2 y 3.3 se obtienen:

$$V_d = 1.1\eta \varepsilon_{oil} \varepsilon_o r \frac{E^2}{\mu g_c} \dots\dots\dots(3.4)$$

Donde:

η = fracción de la carga de saturación que permanece en la gota.

Se pueden hacer las siguientes conclusiones:

- 1) La velocidad de las gotas aumenta con el incremento del tamaño de las gotas y con la fuerza del campo eléctrico (**ecuación 3.4**).
- 2) Las fuerzas de fricción o las tensiones hidrodinámicas se incrementan al cuadrado con el aumento del tamaño de la gota y del campo eléctrico (ecuación 3.2).
- 3) Las tensiones hidrodinámicas limitan el tamaño de la gota que puede existir en el campo.
- 4) El máximo tamaño de la gota permisible decrementa con el incremento del campo eléctrico.

El aislamiento de las gotas de agua puede tolerar solamente un límite de gradiente potencial en esa superficie, antes de que las gotas se sometan a las fuerzas de repulsión eléctricas. El criterio de estabilidad para un cambio de gotas de agua en el aceite es: (Doyle, 1964)

$$\text{grad}V_d < \left(\frac{4\sigma_{o/w}}{\epsilon_{oil}\epsilon_o r} \right)^{0.5} \dots\dots\dots(3.5)$$

Donde:

$\sigma_{o/w}$ = Tensión superficial agua- aceite [N/m]

La ecuación 3.5 muestra que las gotas grandes son inestables en gradientes de potencial alto, por otro lado el gradiente de potencial en la superficie de una gota de agua en un campo eléctrico es determinado por la intensidad de éste y el radio de la gota.

La magnitud del dipolo inducido en la polarización de la gota de agua es: (Hendricks, 1973):

$$M = Er^3 \epsilon_o (\epsilon_w - 1) / (\epsilon_w - 2) \dots\dots\dots(3.6)$$

M = La magnitud de dipolo [C-m].

ϵ_w = Constante relativa dieléctrica del agua [1].

La ecuación 3.6 muestra que la polarización se incrementa al cubo con respecto del tamaño de la gota y directamente proporcional con la intensidad del campo.

Finalmente, las fuerzas eléctricas entre las cargas y la polarización de las gotas son dadas por las siguientes dos ecuaciones. La fuerza de atracción entre dos gotas de cargas opuestas es dada por la ley de Coulomb:

$$F_e = \frac{Q_1 Q_2}{4\pi\epsilon_{oil}\epsilon_o x^2} \dots\dots\dots(3.7)$$

Q₁= carga en la primera gota [C]
 Q₂= carga en la segunda gota [C]
 x = distancia entre los centros de las dos gotas [m]

Para dos gotas polarizadas de tamaño igual alineadas por la dirección del campo, la fuerza de atracción es: (Moran, 1983):

$$F_e = \frac{3\pi\epsilon_{oil}\epsilon_o E^2 d^6}{x^4} \dots\dots\dots(3.8)$$

Estas fuerzas de atracción electrostática pueden ser mucho más grandes que la fuerza de gravedad inherente. La relación entre la fuerza electrostática y la de gravedad es aproximadamente 1,000 para gotas de agua de 4 [µm] de diámetro en un crudo de 20° API, expuesto a un gradiente eléctrico típico de 5 [kV/pg.]. (Lucas, 1976)

Un típico tratamiento térmico-electrostático horizontal se muestra en la figura 3.11. La sección de calentamiento es equivalente a un tratamiento térmico horizontal como se muestra en la figura 3.6, la mayor diferencia es el manejo de un alto voltaje en la malla de electrodos localizada sobre la interfase agua-aceite en la sección de asentamiento/coalición. Evidentemente, un violento corto circuito eléctrico ocurre si los niveles del agua sobrepasan los electrodos.

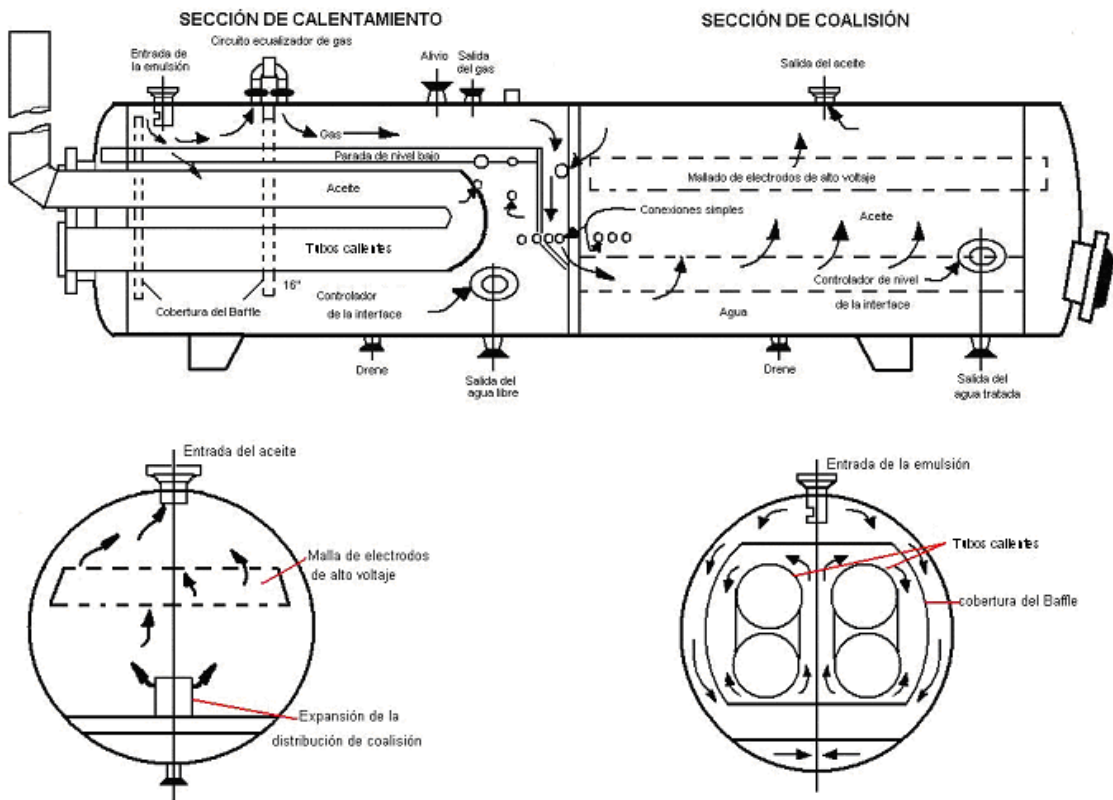


Fig. 3.11: Tratamiento térmico-electrostático (NATCO, 1991).

La figura 3.12a muestra una vista esquemática de los componentes principales en un tratamiento típico electrostático de CA. La energía requerida o transformada convierte la línea de voltaje (una sola fase CA, 220 a 440 volts, o de 50 a 60 Hz) para requerimientos de salida de más alto voltaje. Este alto voltaje es alimentado a través de un aislante (bujes aislados) al electrodo inferior también llamado electrodo cargado. El electrodo a tierra está suspendido y aislado arriba del electrodo cargado. Usualmente los dos electrodos horizontales o mallas son posicionadas paralelamente para cada una y apartadas de 4-6 pulgadas.

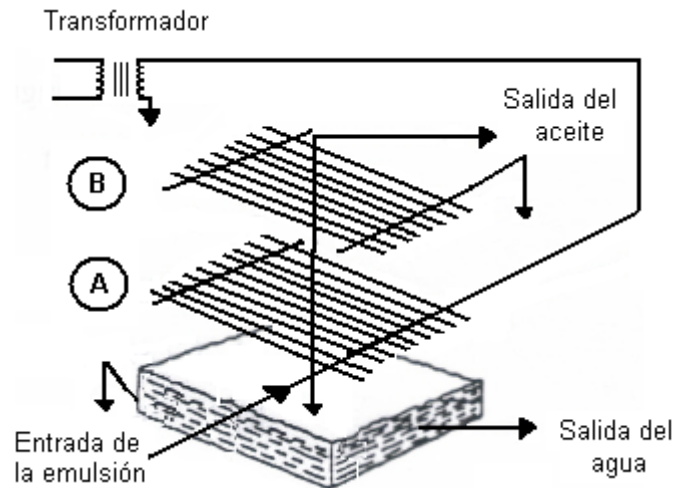


Fig. 3.12a: Electrodo de corriente alterna.

La figura 3.12b muestra la curva del voltaje característica del dispositivo de coalescencia electrostática de CA, la figura 3.12c representa esquemáticamente la distribución de la carga y la forma de la gota que cambia con el tiempo. Una CA no puede proporcionar un gradiente de alto voltaje, pues con 60 [Hz] el campo es cero cada 0.008 segundos. La fuerza de atracción varía con el tiempo y de acuerdo con la ecuación de Coulomb (ecuación 3.7), la cual es totalmente débil para etapas posteriores a la deshidratación, cuando éstas son pocas y las gotas pequeñas remanentes se quedan dispersadas. Las gotas más pequeñas de 5 [μm] requieren mantener grandes gradientes de alto voltaje para inducir velocidades de migración razonables (ecuación 3.4)

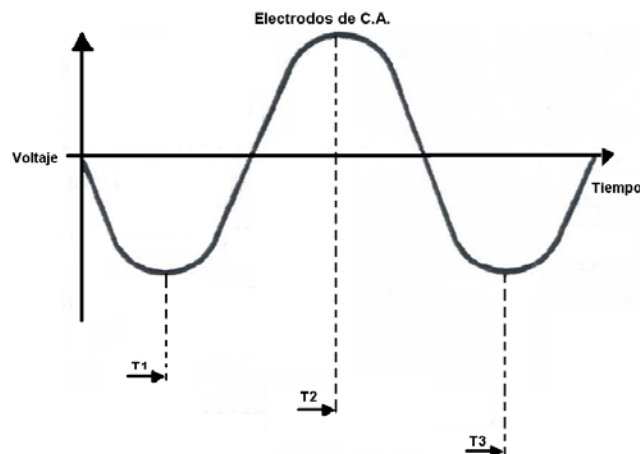


Fig. 3.12b Voltaje de corriente alterna

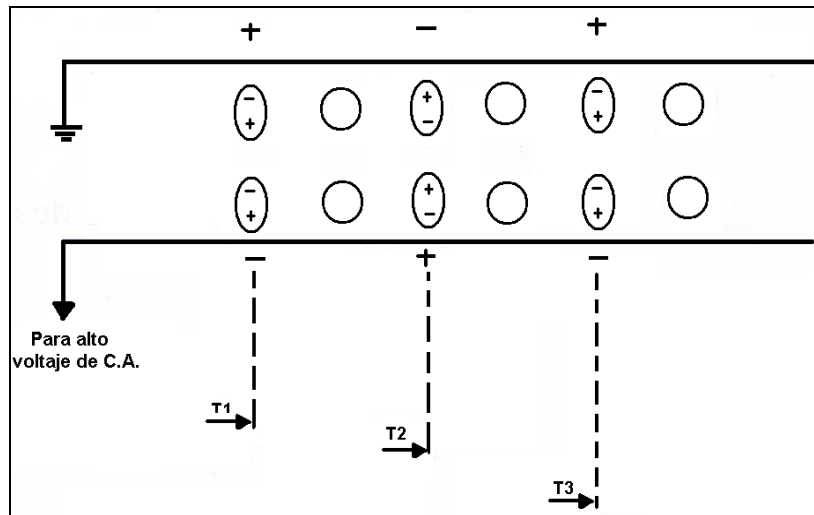


Fig. 3.12c: Acción del voltaje de corriente alterna en las gotas de agua.

La coalición de corriente directa DC proporciona altos voltajes. La figura 3.13a muestra los electrodos para un *tratamiento de polaridad dual* (DPT) en el cual los electrodos alternados son quienes dan impulso de carga de CD con polaridades opuestas. Un electrodo proporciona la mitad de la onda positiva de la CA y el siguiente electrodo proporciona la onda negativa faltante. La figura 3.13c también muestra que los dos diodos de alto voltaje o rectificadores son usados para convertir la CA a CD.

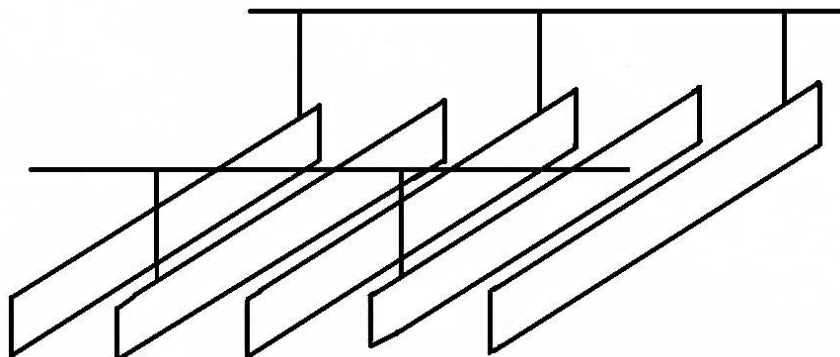


Fig. 3.13a: Tratamiento de polaridad dual (DPT)

Si el crudo es un aislante perfecto, los electrodos podrían permanecer cargados para un voltaje pico (línea punteada Fig. 3.13b, superior), al tener agua en este proceso, algunas gotas quedan cargadas (ecuación 3.1) y ocasionan una disipación de voltaje (línea punteada de la Fig. 3.13b, inferior), entre más agua emulsionada se tenga, más rápida será la disipación del voltaje. Los electrodos también producen una débil CA entre ellos mismos y la interfase agua, este campo eléctrico trabaja en cualquier emulsión localizada en la interfase agua-aceite.

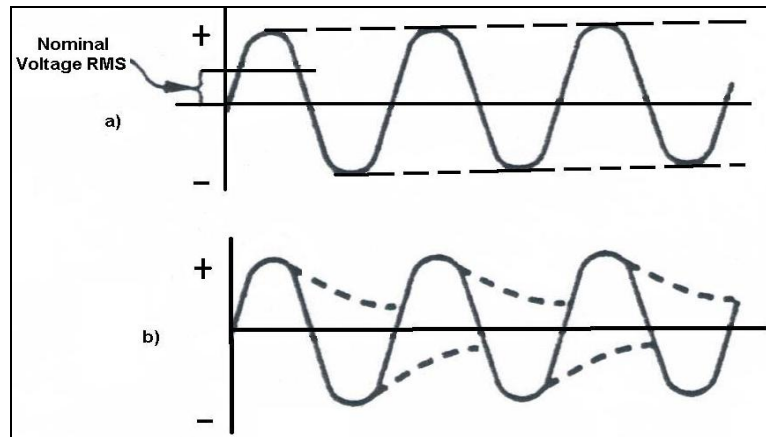


Fig. 3.13b: Comparación del comportamiento del voltaje del aceite limpio contra el aceite emulsionado.

Después de que el agua es depurada, la emulsión fluye ascendentemente dentro de un campo de CA (Fig. 3.13c). El campo de gradiente bajo hace que no se rompan las gotas grandes, así se promueve la unión entre las gotas más grandes, las gotas de este tamaño caen rápidamente en la interfase agua-aceite. La emulsión remanente con menos de 2-3% S&W ahora fluye entre los electrodos de CD los cuales son usualmente separados de 6-8 pulgadas. Los electrodos positivos y negativos producen gotas con cargas positivas o negativas respectivamente por la carga de contacto.

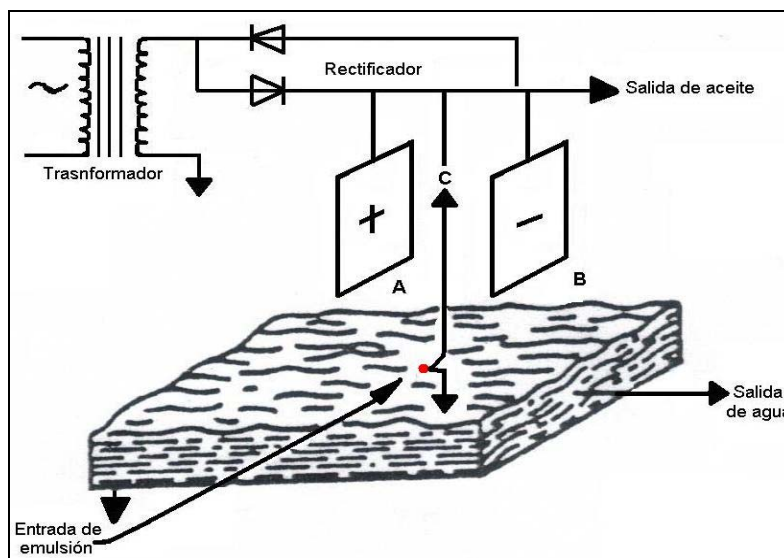


Fig. 3.13c: Arreglo de electrodos.

Por otro lado, estas gotas de agua cargadas opuestamente migran en velocidades horizontales opuestas (ecuación 3.4, Fig. 3.13d). Las gotas entre los electrodos pueden llegar a polarizarse como se describió en la ecuación 3.6, la carga y la polarización de las gotas, además experimentan las fuerzas electrostáticas de atracción descritas en las ecuaciones 3.7 y 3.8 respectivamente. Estas migraciones (rápidas, horizontales y opuestas) y las fuerzas electrostáticas permiten frecuentes y violentos choques y uniones rápidas (Fig. 3.13d).

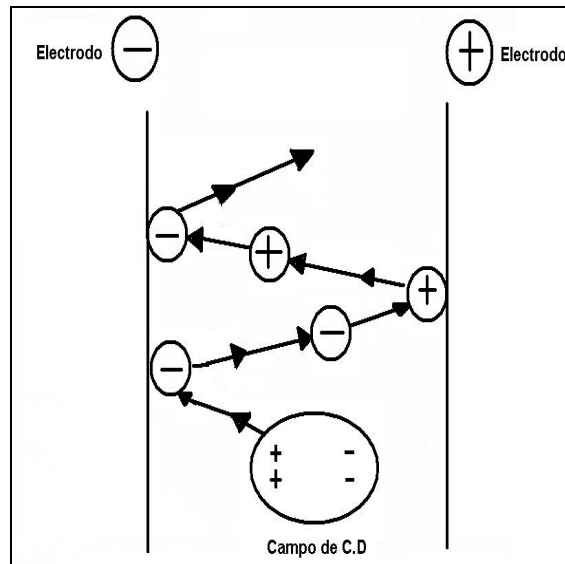


Fig. 3.13d: Distribución de la carga de la gota.

Tal convención del sistema de coalescencia electrostática de alto voltaje tiene las siguientes limitaciones:

- Un campo grande limita el tamaño máximo de las gotas que se pueden lograr debido a las fuerzas hidrodinámicas y eléctricas.
- Las gotas pequeñas requieren mucho más tiempo para asentarse.
- Un campo grande es requerido para dar a las gotas pequeñas la velocidad horizontal para causar el colapso.

Una reciente y prometedora innovación está compuesta por el arreglo de electrodos que se muestra en la figura 3.14, cada electrodo es compuesto de tres partes:

- La primera parte del electrodo es una sección no conductora de fibra de vidrio (1 y 1a).
- La segunda parte del electrodo es una sección conductora de grafito (2 y 2a).
- La tercera parte del electrodo es una segunda sección no conductora (3 y 3a).

El voltaje de CD establece altas cargas en la superficie conductora y además, se generan grandes campos eléctricos entre estas secciones de los electrodos. La carga en la superficie del electrodo no conductor se degrada con el incremento de la distancia con respecto a la sección conductora.

Las características precisas del gradiente de la carga en la superficie no conductora depende de:

1. El tiempo de relajación de la carga del material no conductor, un alto tiempo de relajación de la carga baja la transferencia de carga a lo largo de la superficie.
2. La conductividad de la fase continua.
3. Hacer tierra para que la carga límite de las gotas sea cero.

Así el flujo de la emulsión entre los electrodos, es el primer intento para un fuerte incremento en el campo eléctrico de CD. Este "pretratamiento" une y remueve las gotas más grandes, por lo tanto previenen el corte de las gotas en la próxima sección de alta intensidad. La segunda zona proporciona la homogeneidad, ya que un alto campo eléctrico proporciona la unión de las gotas pequeñas. Finalmente la tercera sección proporciona una progresiva debilitación del campo que ocasiona la unión de las gotas que no se retiraron en la segunda zona. Cuando son suficientemente grandes las gotas de agua caen fuera de la fase aceite. La sección del electrodo no conductor inicial puede manejar emulsiones con un contenido de agua hasta 25%. Los electrodos de grafito-fibra de vidrio pueden usarse a hasta 290 °F.

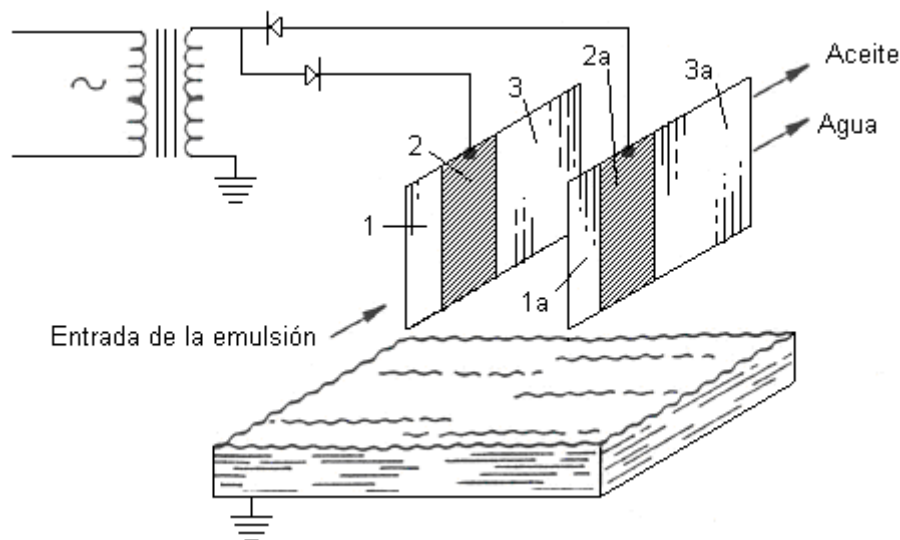


Fig. 3.14: Arreglo de electrodos (Sublette y Prestridge, 1988)

Otra reciente mejora es el *Controlador Responsable de la Carga* (LRC), este controlador de voltaje automático proporciona el poder máximo para los electrodos, cuando el LRC detecta un arco voltaico entre los electrodos (un bajo voltaje o una corriente excesiva), éste corta la energía con el transformador, después las trayectorias conductivas son disipadas en fracción de un segundo y la energía es reestabilizada pero de 1-10% de nivel más bajo. Si el arco voltaico continúa, el proceso es repetido hasta que pare, si no ocurren arcos voltaicos, la energía es gradualmente incrementada hasta que la corriente límite o la energía máxima es alcanzada.

Las partículas sólidas no son apropiadas para el crecimiento de las gotas de agua unidas en el campo eléctrico; sin embargo, la experiencia práctica muestra que los sólidos son removidos durante la deshidratación electrostática. Los sólidos son removidos por los siguientes mecanismos:

- La absorción preferencial de las partículas sólidas de las gotas en la interfase agua-aceite.
- Los sólidos mojados por agua son removidos con la fase agua.

Los dos tipos de deshidratadores eléctricos comerciales disponibles son:

1. El tipo de baja capacidad usado para una baja densidad de aceite o emulsiones apretadas.
2. El tipo de alta capacidad usado para aceites de alta densidad y emulsiones flojas.

Los deshidratadores eléctricos son generalmente usados cuando uno o más de las siguientes situaciones existen:

1. Cuando el gas de alimentación no está disponible realmente para calentar la emulsión o es muy caro.
2. Cuando la pérdida de la densidad es económicamente importante.
3. Cuando grandes volúmenes de crudo pueden ser tratados en la locación central a través de un mínimo número de etapas de separación.

Un tratador electrostático frecuentemente resulta económico y eficaz para remover el agua salada de los crudos, ya que presenta una alta eficiencia para la remoción de gotas pequeñas de agua.

Las ventajas del tratamiento electrostático son:

1. La emulsión puede romperse a una temperatura más baja que si solo se agregara calor, esta reducción de calor es de aproximadamente 20 a 40°F, lo que ahorra combustible y baja el encogimiento del crudo.
2. El tratador electrostático es relativamente pequeño, por lo que es ideal para operaciones costa fuera y regiones árticas.
3. Se logra una mejor remoción de agua y al tener una baja temperatura, se logra un decremento de la corrosión y de la formación de incrustaciones.

La mayor desventaja es el uso de electrodos, lo cual involucra un capital más caro, controles y mantenimiento. El uso de mallas electrostáticas involucra equipo adicional y el incremento de costos de mantenimiento.

Las dos reglas de campo son:

1. Dado el tamaño de un tratador electrostático podemos procesar cerca del doble de crudo comparado con uno del mismo tamaño pero para tratamiento mecánico
2. El uso de la electricidad puede permitir la deshidratación a una menor temperatura.

La reducción de la temperatura puede ser hasta de 30 [°F]; por ejemplo, para un crudo de 33 °API la temperatura puede disminuir de 150 a 120 [°F] y con ello se reduce el volumen perdido por encogimiento de 2 a 1% con respecto al volumen original (Fig. 3.15).

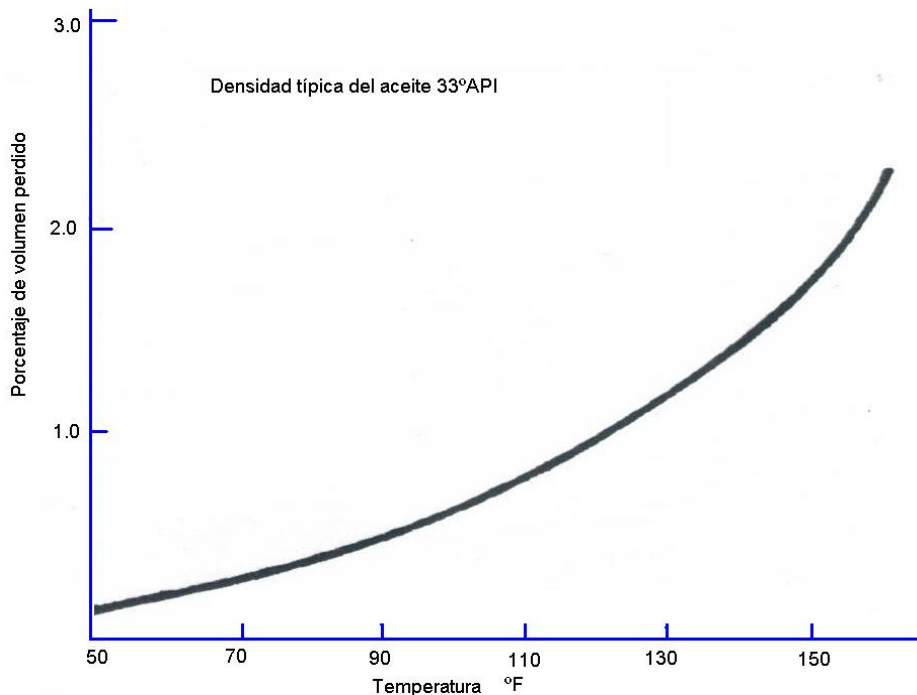


Fig. 3.15 Grafica de pérdida de volumen contra Temperatura.

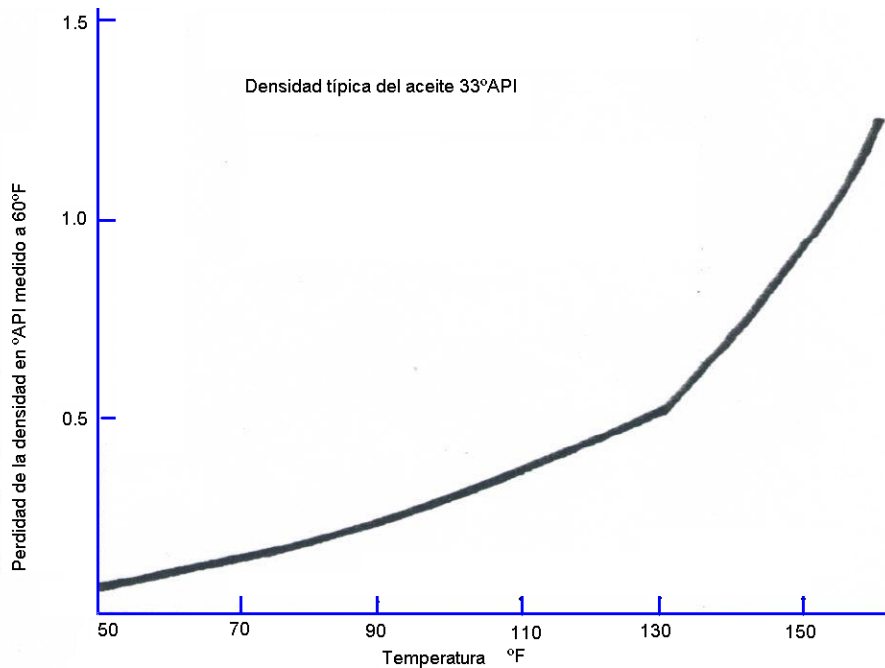


Fig. 3.16 Grafica de pérdida de API contra Temperatura

La interfase agua-aceite es un área de acumulación ideal para residuos como sulfato de hierro, parafinas, limo, asfaltenos, inhibidores químicos de corrosión, entre otros. Las parafinas y los asfaltenos de crudos pesados (Canadá, California y Wyoming) son especialmente difíciles de separar, estos residuos han llegado a ser más comunes con el incremento de métodos de recuperación mejorada. Sobra decir que no puede permitirse la acumulación de estas capas en el tratamiento porque podría producir cortos eléctricos en los mallados si se permite la flotación hacia arriba. Los cortos eléctricos también ocurren si el gas se escapa del aceite, ya que se levanta entre los electrodos. Alternativamente, si se asienta una capa de residuos, éstos podrían contaminar la salmuera y volverla inadecuada para la reinyección o para desechar en el medio ambiente.

Hay tres procesos para prevenir la acumulación en la interfase de estos residuos:

1. Limpiar con cadenas ranuradas para descargar a los sedimentos en intervalos regulares, se puede limpiar una vez al día o a la semana. Alternativamente, un pequeño deslizador de corriente, (1-2% del flujo total) puede estar continuamente descargando. Esta parte de la tubería contiene los residuos que serán sometidos al tratamiento de separación. El fondo del desagüe puede ser operado en una manera similar para remover los sedimentos de fondo.
2. El tratamiento de temperatura puede ser aumentado.
3. Diferentes o adicionales desmulsificadores pueden ser agregados. Los campos electrostáticos alteran la interfase de los sedimentos y así se reduce el gasto de acumulación.

3.2.5 Tratamiento mecánico

El diseño de los separadores debe incluir

1. Desviador de entrada: para ayudar a la separación del gas y líquido y para disipar la velocidad de alimentación.
2. Platos paralelos: para reducir la turbulencia en el cuerpo principal.
3. Un extractor de niebla: para remover las gotas de líquido en el gas.
4. Un rompedor Vortex: para prevenir la liberación del gas en la salida del líquido.
5. Una adecuada capacidad para el manejo de líquido.
6. Un control apropiado de los niveles de líquido y contrapresión.

Los elementos internos tales como rompedores de corriente, desviadores, etc., son frecuentemente encontrados en vasijas para la separación del aceite, salmuera y gas, estos elementos afectan la capacidad de manejo la vasija de manera desconocida para el vendedor pero afirman que estos internos mejoran la eficiencia de separación dramáticamente.

El éxito de las propiedades internas simplemente confirma la gran importancia de los patrones de flujo del fluido con cualquier tratamiento en general. La distribución o variación del tiempo de residencia ha sido medido por el flujo del crudo con yodo radioactivo (Zemel y Bowman, 1977,1978). Estos estudios incluyen dispersiones de gas y celdas de flotación presurizadas, tanque depurador de 2,000 y 15,000 barriles y un FWKO horizontal. Las Figs. 3.17a, 3.17b, 3.18a, 3.18b y 3.18c resumen los resultados para 150,000 barriles del tanque depurador y del FWKO, respectivamente. La conclusión principal es que, con pocas excepciones, el comportamiento hidráulico de la vasija usada en los campos es insuficiente. Muchas vasijas están propensas a fallas hidráulicas por lo que puede ocurrir que no se aproveche el volumen total de la vasija.

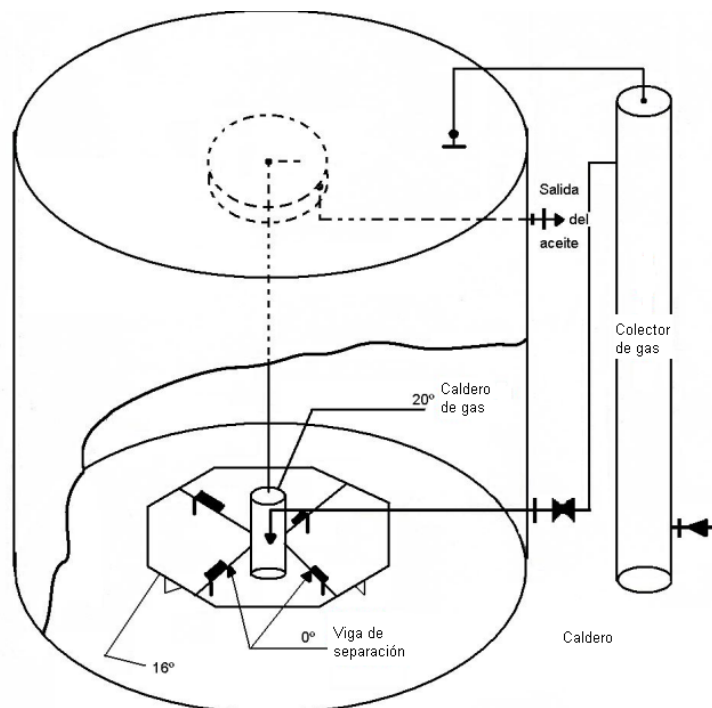


Fig. 3.17a: RTD para tanque depurador

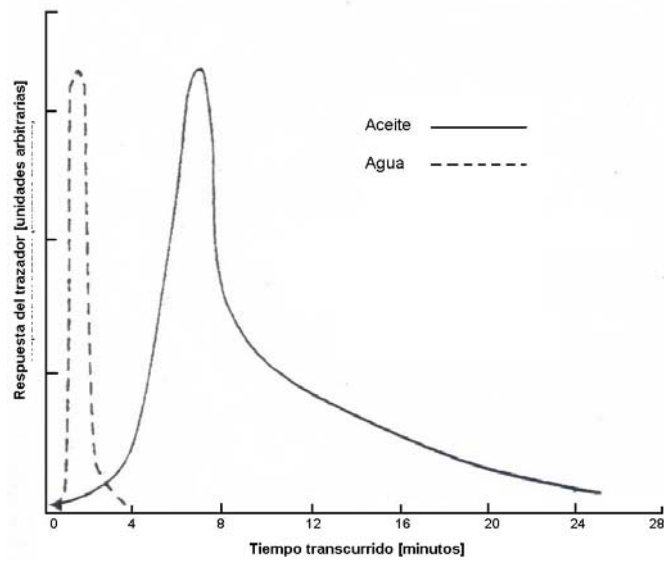


Fig. 3.17b: Resultados del tanque depurador

Otras vasijas están sujetas a grandes fuerzas mezcladoras así que mucho del material es transportado a través del tanque en corto tiempo para tratamientos adecuados. El esfuerzo cortante puede incrementar la formación de emulsiones en algunas vasijas. El tanque depurador tiene las características de flujo más complicado, a pesar de los considerables esfuerzos en muchos casos para instalar desviadores y distribuidores. El taponamiento de tubos separadores de gas por parafinas ocasiona la corrosión de distribuidores, también se han reportado depósitos de arena. (Hausler, 1987)

Los tratadores mecánicos cuentan con una sección muy sofisticada llamada empaque excelsior o “hay” (cama embalada). Estas unidades pueden emplearse para:

- El control de flujo direccional.
- El manejo de grandes volúmenes de agua.
- El asentamiento del aceite.

El excelsior o “hay” es preferencialmente mojado por agua y es fuertemente empaquetado para crear una obstrucción al flujo de las pequeñas gotas de agua y promover la colisión arbitraria de estas gotas para la coalición. Cuando las gotas son suficientemente grandes, éstas pueden apartarse del flujo de la corriente por gravedad.

La ventaja principal de la coalescencia mecánica es que no requiere combustible y no ocurren pérdidas de volumen de aceite por encogimiento; sin embargo, el crudo contaminado puede ocasionar taponamientos lo que provoca problemas de operación que son especialmente severos con crudos parafínicos. Estos problemas de taponamiento limita el uso del excelsior. Los precipitadores son esencialmente tratamientos térmicos sin el calentador y con un hay o excelsior de coalición media. Un precipitador usualmente es encontrado cuando el agua arrastrada por el aceite tiene sólidos mojados por agua. La operación de un precipitador es similar a un tipo de desviador y un FWKO con la adición de una sección excelsior o algunas veces una sección para filtrado de granos de arena.

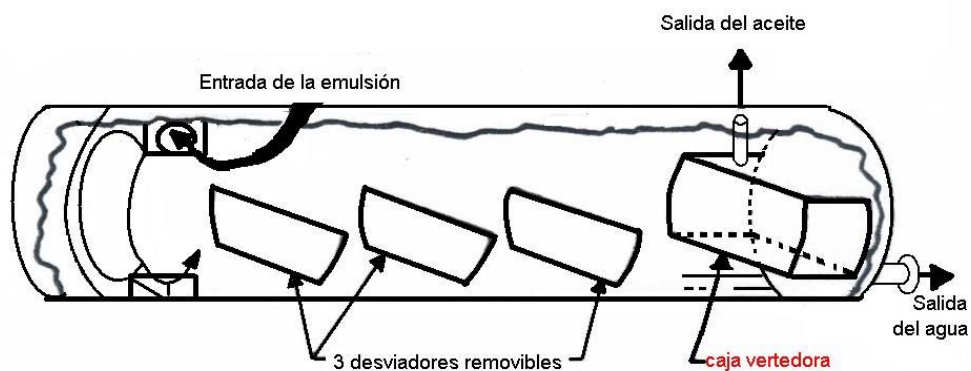


Fig. 3.18a: RTD para FWKO

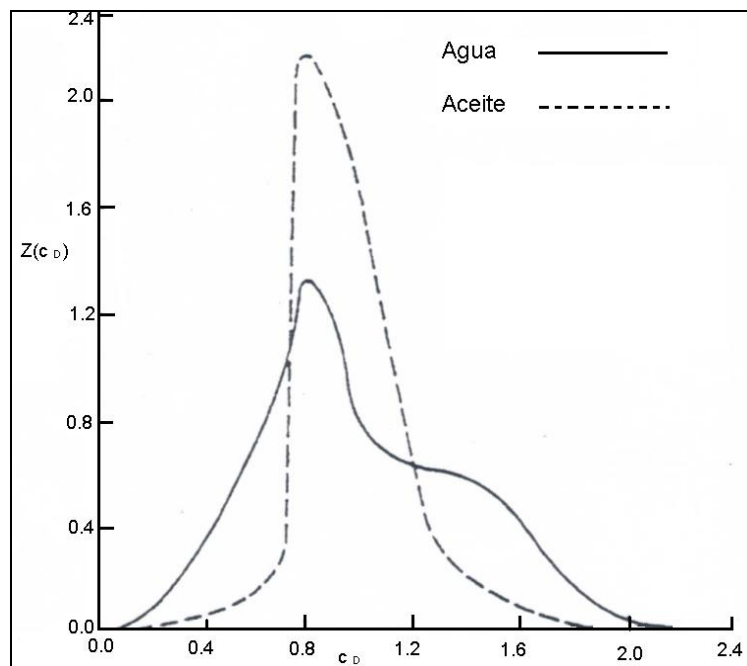


Fig. 3.18b: Resultados del FWKO con desviadores adentro

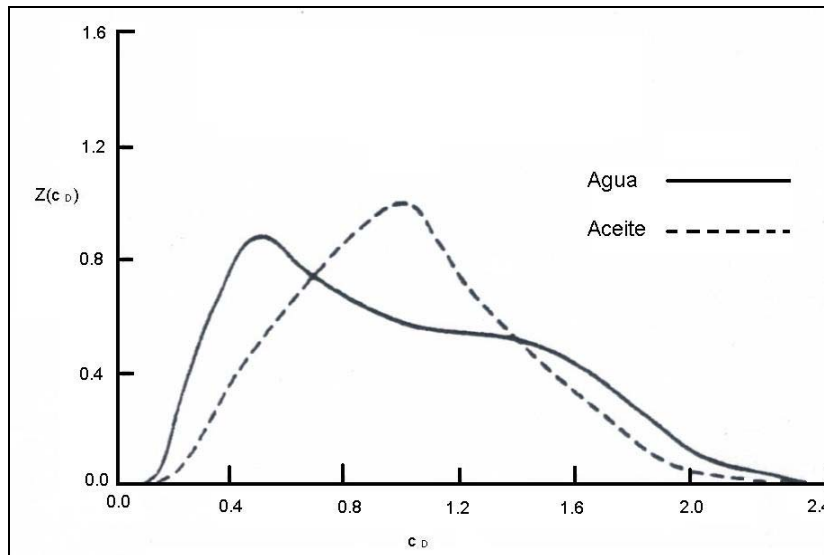


Fig. 3.18c: Resultados del FWKO con desviadores afuera

3.3.6 Tratamiento centrífugo

La separación centrífuga es capaz de separar simultáneamente el aceite, el agua y sólidos. Se asegura que el cambio es de 0.5 % en peso de agua en el crudo y 25 ppm de agua emulsionada en el aceite. Un prototipo de este centrífugo ha sido probado desde 1990 en Noruega. Actualmente, las operaciones en instalaciones costa fuera no utilizan mucho este tipo de tratamientos.

3.4 Diseño de métodos

El diseño o dimensionamiento del equipo de tratamiento de la emulsión involucra especificaciones para la combinación óptima de los siguientes parámetros:

1. Desmulsificadores químicos: tipos, dosificación, lugar de inyección y método.
2. Tratamiento de temperatura.
3. Tiempo de retención requerido para aceite y producción de agua.
4. Uso de campos electrostáticos.

El diseño involucra la selección apropiada de los anteriores parámetros y especificaciones del tipo de tratamiento de la vasija: FWKO, tanque depurador, tratamiento térmico o tratamiento térmico-electrostático. *El diseño óptimo* requiere lograr las especificaciones mínimas de costo de producción de gas, agua y aceite mientras se cumplen las regulaciones del medio ambiente, seguridad y salud. La corriente del pozo está siempre cambiando y un diseño prudente incluye un apropiada sobreestimación de químicos, tiempo, temperatura y electricidad.

El mejor método de estabilización es con:

- Pruebas directas en el campo.
- Las pruebas de laboratorio o la prueba de botella son la mejor aproximación.
- Correlacionar con pozos de características de producción similares.

Cuando los sólidos se precipitan tal como las parafinas, el historial térmico del aceite determina la morfología y el tamaño de distribución de estos sólidos. La presencia de estos sólidos en la interfase agua-aceite aumenta los efectos de estabilidad de la emulsión.

Se debe de tener mucho cuidado al tomar las muestras, ya que deben ser representativas de las emulsiones de campo y enviadas al laboratorio. Por otro lado, las muestras “viejas” deben ser reacondicionadas para poder obtener mejores resultados de laboratorio.

Las tablas 3.3 y 3.4 muestran los tiempos de residencia del líquido para diferentes tipos de crudo utilizando un tratamiento de temperatura en tanques depuradores, tratamiento térmico, tratamientos electrostáticos y FWKOs. La figura 3.19 proporciona estimaciones rápidas de gastos [bopd/pie²] que puede manejar un deshidratador mecánico, electrostático de CA y un electrostático de polaridad dual de acuerdo al tipo de tratamiento de temperatura que se tenga. El pie² que divide al gasto se refiere es el área máxima de la coalición o la sección de asentamiento. Las palabras “típicos” y “estimación” no pueden ser sobre enfatizadas. Las tablas 3.3 y 3.4 así como la figura 3.19 son referentes a información propuesta de un campo en específico por lo que no pueden ser usadas de manera general.

Tipo de tratamiento	Típicos tiempos de retención de la fase líquida
Tanque depurador o tanques de asentamiento	8-24 hr
Tratamiento térmico vertical	0.5-4 hr
Tratamiento térmico horizontal	0.5-4 hr
Tratamiento electrostático	15-120min
FWKO	25-30 min a 60°F
	20-25 min a 70°F
	15-20 min a 80°F
	10-15 min a 90°F
	5-10 min a 100°F

Tipo de emulsión	°API	Tratamiento de temperatura en tanques depuradores [min]	Tratamiento térmico [min]	Tratamiento de calentamiento electrostático [min]
Flojo	>35	80-100	100-120	85-105
Moderado	25-35	100-120	120-180	105-140
Apretado	15-25	120 o más	140-200	120-160
Muy viscoso	10-15	-----	180-250	160-230

3.5 Operación

Las reglas adecuadas y completas de seguridad y procedimientos pueden ser desarrolladas e implementadas. Los procedimientos de seguridad y/o instrucciones de emergencia pueden ser propuestos de acuerdo a la locación. Los tratamientos electrostáticos requieren especial atención por sus riesgos.

Las perturbaciones superficiales ocasionadas por pozos acidificados, corridas de diablos en ductos entre otras, frecuentemente producen severos problemas de emulsiones. Para prevenir perturbaciones después de la acidificación, el pozo podría primero fluir por tanque de tratamiento de acidificación hasta que el flujo contenga aceite y suba el pH. Los grados API del aceite en el tanque de almacenamiento pueden ser mejorados con:

1. Tratamiento a la menor temperatura posible.
2. Cuidar que todas las escotillas ladronas y las válvulas de contrapresión estén en buenas condiciones de trabajo.
3. Mantenimiento de la contrapresión tanto como sea posible en los tanques.
4. Vender el aceite tan frecuentemente como sea posible.

La corrosión puede ser reducida con una apropiada cubierta interna y externa, recordando que todas las cubiertas deben ser inspeccionadas minuciosamente. Otra opción es instalar nodos de sacrificio en la sección del agua para proteger en días feriados las cubiertas.

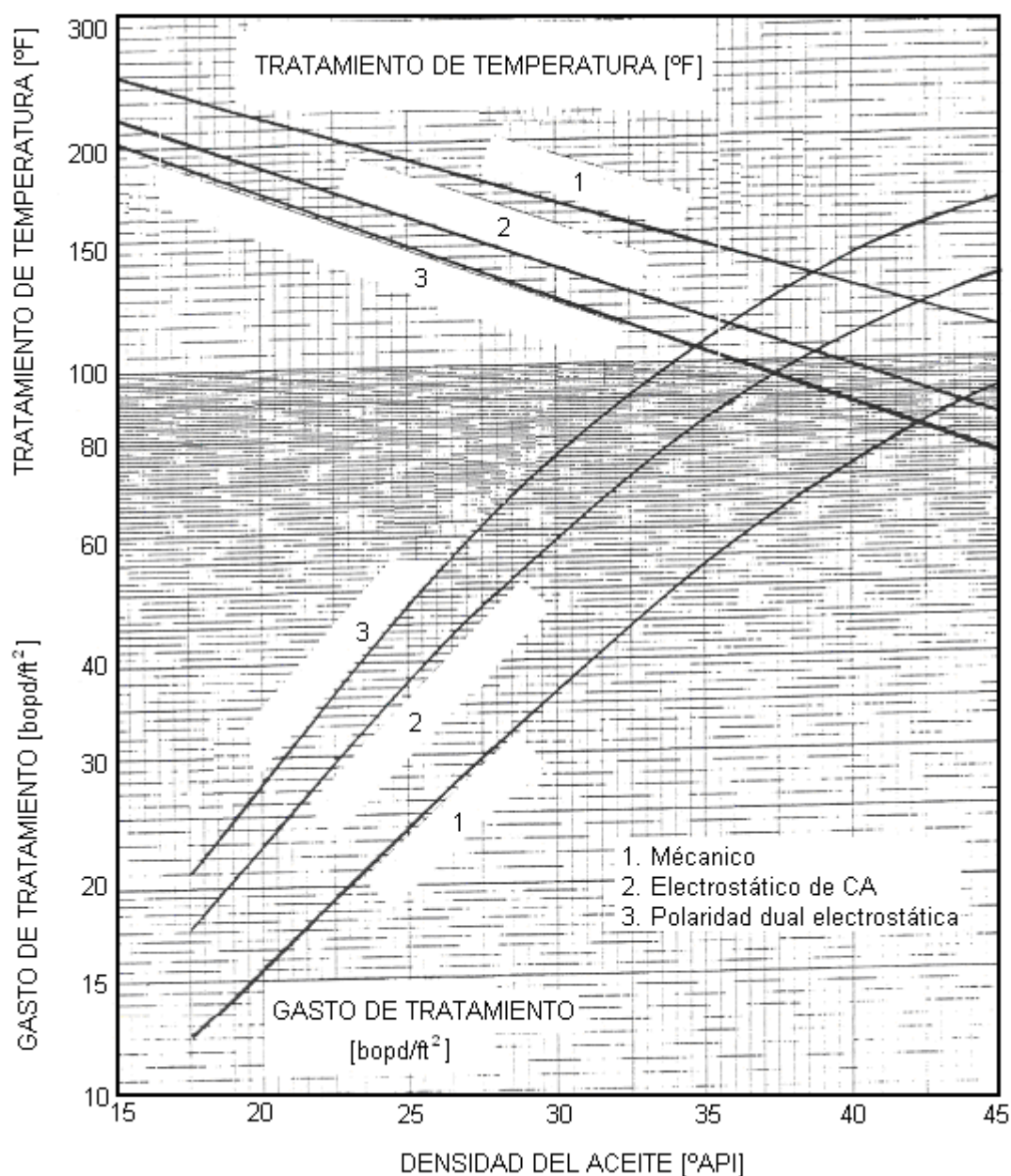


Fig. 3.19: Estimación de diferentes tratamientos del crudo

3.6 Investigación y reparación de averías

Los cambios en la operación del campo frecuentemente causan perturbaciones. Cuando en los tratamientos ocurren perturbaciones, hay que revisar si se tienen:

- Cambios en el flujo de alimentación o composición.
- Cambios en las actividades: intervenciones a pozo, diferentes aditivos en el agujero, corrida de diablos en las líneas de flujo, raspador de parafinas.

Las malas funciones de los tratamientos típicos y sus más comunes causas son enlistadas (NATCO, 1993):

- El agua va hacia el tanque de almacenamiento
 - Tipo de flujo excesivo para el tratamiento.
 - Por un bajo tratamiento de temperatura.
 - Por una incorrecta adición de químicos: Checar la alimentación de la bomba, tanque de alimentación vacío, línea química rota, mal funcionamiento de válvula check.
 - Por insuficiente tiempo de retención.
 - Taponamiento de la sección excelsior.
 - Por averías en la unidad electrostática.
- Crecimiento de emulsiones en el tratamiento
 - Checar el equipo que lleva el agua al tanque de almacenamiento.
 - Checar el funcionamiento de la bomba, el gas disipado, estrangulador y otras perturbaciones superficiales.
 - Checar la acumulación de sedimentos en la interfase agua-aceite.
 - Por el mal funcionamiento de la unidad electrostática.
- Crecimiento de parafinas en el tratamiento
 - Por un bajo un tratamiento de temperatura.
- Crecimiento de incrustaciones en el tratamiento
 - Limpiar más frecuentemente.
 - Agregar agentes secuestrantes.
 - Instalar un FWKO superficial.

➤ Bajos niveles de agua

- Por baja presión del gas, revisar fugas en válvula de contrapresión.
- Abertura en el sifón de agua en el interior de la tubería.
- Salida del sifón por una ranura.
- Por crecimiento de emulsiones en el tratamiento.
- Por introducción de agua limpia.
- Por taponamiento en el tratamiento.
- Por introducir válvula de aceite.
- Taponamiento en la línea de descarga.
- Tipo de flujo excesivo para el tratamiento.
- Goteo o salida de la válvula de agua.

Capítulo 4: Planteamiento y análisis teórico-experimental de alternativas de deshidratación.

4.1 Introducción

En este capítulo inicialmente se describen las propiedades de un aceite de 16 °API, éstas fueron obtenidas de un análisis Presión-Volumen-Temperatura (PVT), realizado por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP). Al contar con estas propiedades, se pudieron realizar las simulaciones correspondientes de los procesos planteados, cuyos nombres son:

- *Deshidratación con la redisolución de un 100% de gas con respecto a la mezcla de alimentación.*
- *Deshidratación con la redisolución de un 100% de gas con respecto a la mezcla de alimentación y la recirculación de condensados.*
- *Deshidratación con la redisolución de un 150% de gas con respecto a la mezcla de alimentación.*
- *Deshidratación con la redisolución de un 150% de gas con respecto a la mezcla de alimentación y la recirculación de condensados.*

Dos de los cuatro procesos propuestos serán analizados detalladamente, debido a que los procesos que recirculan condensados todavía se encuentran en una etapa teórico-experimental por el Instituto Mexicano del Petróleo.

Se realizó una descripción y análisis detallado de estos procesos, basados en los datos experimentales se busco una aproximación por medio de correlaciones para poder caracterizar nuestro fluido, además sustentarlo con el uso de un simulador de procesos comercial.

Además veremos las ventajas que presentaban los procesos planteados con respecto a la deshidratación convencional en base a los resultados que se obtuvieron en las simulaciones para poder determinar la mejor opción de deshidratación con tratadores electrostáticos.

4.2 Análisis PVT del fluido en estudio.

El análisis PVT de la muestra original se realizó en una celda visual a la temperatura del yacimiento (117 °C) , mediante una separación diferencial convencional. El fluido con el que se estuvo trabajando presenta una densidad de 0.9634 [gr/cm³] o 16 [°API], por lo cual sabemos que es un aceite pesado, además presenta una relación gas-aceite (RGA) de 246 [pie³/bl]. Un dato fundamental para realizar la simulación de este fluido es la composición original del fluido, la cual presenta en la tabla 4.1:

Componente	Z _i
N ₂	0.00233
CO ₂	0.00589
H ₂ S	0.00151
CH ₄	0.1832
C ₂ H ₆	0.03997
C ₃ H ₈	0.0575
i-C ₄ H ₁₀	0.00594
n-C ₄ H ₁₀	0.02916
i-C ₅ H ₁₂	0.01351
n-C ₅ H ₁₂	0.02344
C ₆ H ₁₄	0.04047
C ₇ H ₁₆	0.03473
C ₈ H ₁₈	0.02695
C ₉ H ₂₀	0.05597
C ₁₀ H ₂₂	0.03303
C ₁₁ H ₂₄ ⁺	0.4464

En la tabla 4.2 se muestra la variación de la densidad del fluido con respecto a la presión en un proceso isotérmico (117 °C).

P [Kg/cm ²]	ρ [gr/cm ³]
350	0.8599
300	0.8561
250	0.8519
200	0.8476
150	0.843
100,5	0.838
90	0.8364
75	0.8372
50	0.8446
25	0.8539
0	0.9058

La tabla 4.3 presenta la variación de la viscosidad del aceite residual con respecto a la temperatura en un proceso a presión constante (presión atmosférica).

T [°C]	μ [cp]
20	1735.5
30	842.4
40	422
50	259.6
60	160
70	112
80	84
90	65
100	52
117	36

En la tabla 4.4 se muestra la variación de la viscosidad del fluido con respecto a la presión en un proceso isotérmico (a condiciones de yacimiento).

P [Kg/cm²]	μ [cp]
350	17.372
300	16.277
250	15.182
200	14.087
150	12.991
100,5	11.896
90	11.677
75	12.663
50	15.368
25	20.049
0	36.000

Uno de los datos que siempre presenta una dificultad para su simulación es la envolvente de fases, ya que experimentalmente se tienen algunos puntos de la curva como se puede ver en la tabla 4.5:

P [Kg/cm²]	T [°C]
68	20
77	50
84	75
90	117

4.3 Descripción de los procesos de deshidratación con tratadores electrostático.

En esta sección se hace la descripción del proceso convencional y de los procesos planteados para la deshidratación de crudos pesados (de 16 °API) en instalaciones costa fuera utilizando tratadores electrostáticos. Cabe mencionar que el proceso convencional es un tratamiento a baja presión, mientras que los planteados son procesos a alta presión.

4.3.1 Proceso convencional: Deshidratación del crudo a baja presión.

En el proceso de deshidratación convencional con tratadores electrostáticos (Fig. 4.1), el primer paso es llevar a cabo la estabilización del crudo, lo cual se logra mediante dos etapas de separación, teniendo como condiciones de operación 16 [kg/cm²] a 58 [°C] y de 2 [kg/cm²] a 54 [°C] en la primera y segunda etapas de separación respectivamente. Ya estabilizado el crudo, éste pasa a través de una bomba que requiere de 40.37 [HP] para incrementar la presión del fluido de 2 a 7.5 [kg/cm²], ya que es indispensable someter al fluido a un incremento de temperatura después de este proceso, de 54 a 82 [°C] mediante un intercambiador de calor (7.88 [MMBTU/h]) y posteriormente de 82 a 121 [°C] a través de un calentador que opera a 11.72 [MMBTU/h], para disminuir la viscosidad del fluido de 245 a 33 [cp], si no se incrementara la presión del fluido se presentaría una condición menor a la presión de burbuja y con ello se tendría la presencia de dos fases, lo que ocasionaría la desestabilización de las condiciones operativas del tratador electrostático. Cuando el fluido pasa a través del tratador electrostático, que es el siguiente proceso donde se lleva a cabo la deshidratación del crudo, se separa el agua emulsionada. Ya deshidratado el aceite, su energía térmica es aprovechada mediante el intercambiador de calor, es decir el crudo deshidratado le proporciona energía calorífica al fluido que se va a deshidratar.

Dicho proceso presenta buenas opciones en la mejora de deshidratación, pues al utilizar un tratador electrostático, podemos disminuir la cantidad de agua emulsionada presente en los crudos pesados que es muy difícil de separar. En este proceso cuando se estabiliza el crudo se presentan grandes pérdidas de componentes ligeros, lo que ocasiona un incremento considerable de la viscosidad del aceite, lo cual hace más difícil la deshidratación.

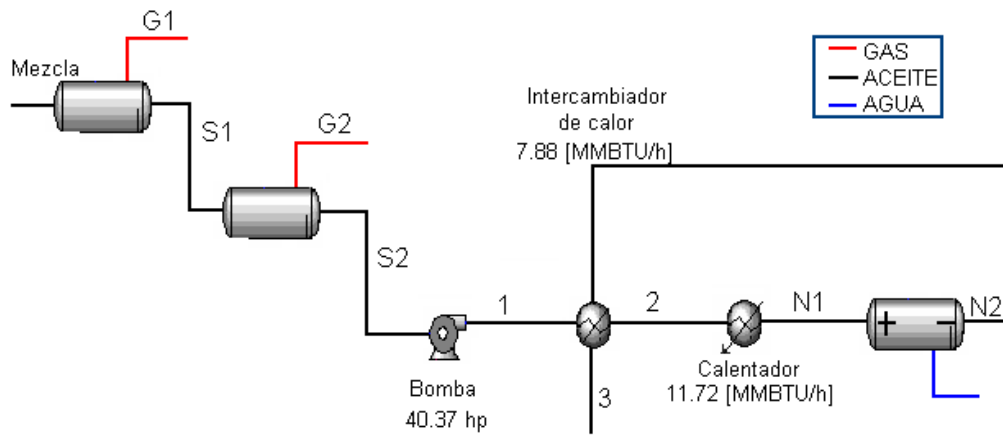


Fig. 4.1: Proceso convencional para la deshidratación con tratador electrostático.

Tabla 4.6: Propiedades de las corrientes más importantes en el proceso convencional

Corriente	MEZCLA	S2	N1	H ₂ O	N2
Presión [kg/cm ²]	16	2	7.29	7.29	7.29
Temperatura [°C]	58.15	54.32	121.03	121.03	121.03
Q _L [bl/día]	23726.53	21711.95	21711.95	1087.66	20714.78
W [kg/h]	145415.63	138362.99	138362.99	7311.96	131051.04

4.3.2 Proceso 1: Deshidratación con la redisolución de un 100% de gas con respecto a la mezcla de alimentación.

En el primer proceso de deshidratación propuesto con tratadores electrostáticos para el fluido en estudio, la mezcla pasa a través de un separador que opera a 16 [Kg/cm²] y 58 [°C], para separar a la fase líquida y a la fase gaseosa, por ello el proceso se divide en dos partes, como se puede ver en la Fig. 4.2:

Proceso para el gas: Cuando sale la corriente de gas del separador G1 (Q_g= 3.4 [MMPCD]), entra a un separador bifásico donde se separan los condensados que arrastra la corriente, el siguiente paso es efectuar un proceso de incremento de presión mediante un sistema de dos etapas de compresión, en la primera etapa se tiene un compresor de 261 [HP] que incrementa la presión del gas de 16 a 45 [kg/cm²], también se ve un incremento de temperatura de 58 a 146 [°C], ésto por el efecto Joule-Thompson, por ello es necesario bajar dicha temperatura con un SOLO AIRE de 146 a 51 [°C], por lo cual la corriente pasa nuevamente por un separador bifásico para separar a los condensados generados por este incremento de presión y temperatura, posteriormente el gas entra a un segundo compresor de 153 [HP] donde se le incrementa la presión al gas de 45 a 90 [kg/cm²], además se ve incremento de temperatura de 51 a 111 [°C] por el fenómeno anteriormente ya mencionado.

Este incremento de presión y temperatura se hace para poder disolver el gas en el aceite (el proceso del aceite se explicará más adelante) con la ayuda de un mezclador, es decir que la mezcla resultante IMP1 se encuentre por arriba de la presión de burbujeo del fluido.

Corriente	MEZCLA	G1	O1	G7	O4
Presión[kg/cm ²]	16.00	16.00	16.00	90.00	89.60
Temperatura [°C]	58.15	58.15	58.15	111.52	115.04
Q _L [bl/día]	23726.53	-	22502.01	-	22502.01
Q _G [MMPCD]	22.13	3.41	18.72	3.38	18.72
W [kg/h]	145415.63	3899.32	141516.31	3872.70	141516.31

Corriente	IMP1	IMP2	H2O	O8	G10
Presión[kg/cm ²]	89.60	89.60	89.60	24.40	24.40
Temperatura [°C]	117.18	117.18	117.18	92.10	92.10
Q _L [bl/día]	23723.12	22620.01	1100.70	21404.16	-
Q _G [MMPCD]	22.10	13.82	8.23	10.38	3.44
W [kg/h]	145389.01	137934.19	7399.38	133761.28	4171.37

Corriente	G9	M2	M3	COND3
Presión[kg/cm ²]	24.60	24.40	24.20	24.20
Temperatura [°C]	95.97	92.14	90.93	59.76
Q _L [bl/día]	-	-	22619.01	2.52
Q _G [MMPCD]	0.05	3.49	13.78	-
W [kg/h]	55.44	4226.81	137899.48	11.53

4.3.3 Proceso 2: Deshidratación con la redisolución de un 100% de gas con respecto a la mezcla de alimentación y la recirculación de condensados.

Una variante que presenta este proceso es el de recircular a los condensados que son recuperados en el separador S6 como se observa en la Fig. 4.3. Para poder llevar a cabo este proceso se necesitaría de una recirculación inicial de condensados de alta presión ajenos al sistema, esto porque la recuperación de condensados que se tiene en el separador S6 es de 2.52 [bl/día] (de los cuales el 90% es agua que fue arrastrada por la corriente de gas), debido a que se está deshidratando un crudo pesado (16 °API) y por consiguiente la fracción mol de componentes ligeros es muy pequeña.

El reflujo de una corriente adicional de condensados a alta presión es muy importante para este proceso, pues se necesita que los condensados a altas condiciones de presión y temperatura, como las que se tienen antes de entrar en el tratador electrostático, se encuentren en fase líquida para poder combinarse con la mezcla a deshidratar, ya que el objetivo de los condensados es disminuir la viscosidad y densidad del fluido por consiguiente mejorar la velocidad de asentamiento, lo que trae como consecuencia un menor tiempo de residencia del aceite en el tratador electrostático y con ello un mayor beneficio económico.

Posteriormente la corriente pasa nuevamente por un separador bifásico para retirar los condensados generados por este incremento de presión y temperatura. Después el gas entra a un segundo compresor de 245 [HP] que incrementa la presión del gas de 60 a 111 [kg/cm²], además se presenta un incremento de temperatura de 117 a 173 [°C] por el fenómeno anteriormente mencionado. Este incremento de presión y temperatura se hace para poder disolver el gas en el aceite (el proceso del aceite se explicará más adelante) con la ayuda de un mezclador, es decir que la mezcla resultante (IMPR1) se encuentre por arriba de la presión de burbujeo del fluido. La corriente resultante entra a un tratador electrostático trifásico que opera a 110 [kg/cm²] y 117 [°C], donde se lleva a cabo la deshidratación del crudo separando 7.348 [m³/h] de agua. El gas que no se pudo disolver en el aceite ($Q_g = 0.08$ [MMPCD]) sale del tratador electrostático y se le provoca una caída de presión de 110 [kg/cm²] a 25 [kg/cm²] con ayuda de una válvula, esto se hace para poder mezclarlo con otra corriente de gas G11 ($Q_g = 4.8$ [m³/h]) proveniente de la estabilización del aceite, la cual tiene 25 [kg/cm²] de presión y 92 [°C] de temperatura, la mezcla resultante, llamada M1 ($Q_g = 5$ [MMPCD]) entra a un divisor donde 1.6 [MMPCD] de gas (corriente M2), es decir el 33% de la corriente M1 se va al mezclador donde inicia el proceso del gas, los otros 3.4 [MMPCD] de gas (67% restante) entran a un proceso de enfriamiento (con un *SOLO AIRE*) para generar condensados RCOND3 que son aislados mediante un separador trifásico que opera a 25 [kg/cm²] y 51 [°C], porque mucha agua en estado gaseoso es arrastrada por la corriente de gas. Una vez que el gas sale del separador trifásico, éste se combina con el aceite estabilizado con la ayuda de un mezclador para crear la corriente M3.

Proceso del aceite: Cuando la corriente de aceite sale del separador, se le incrementa la presión de 16 a 110 [kg/cm²], con el uso de una bomba cuya potencia es de 567 [HP], posteriormente pasa por un proceso de incremento de temperatura de 58 a 83 [°C], por medio de un intercambiador de calor de 7.136 [MMBTU/h], este dispositivo transfiere la energía calorífica de la corriente de aceite IMPR2, como se puede ver en la Fig. 4.4. Para poder alcanzar una temperatura cercana a 117 [°C] se utiliza un calentador con 8.429 [MMBTU/h]. El siguiente paso es disolver el gas (proceso explicado anteriormente) en el aceite con la ayuda de un mezclador, la corriente resultante IMPR1 entra a un tratador electrostático para llevar a cabo la deshidratación del fluido.

La corriente de aceite que sale del deshidratador IMPR2, es la que entra al intercambiador de calor para transferir su energía calorífica por lo que su temperatura disminuye de 117 a 93 [°C]. Después se provoca un decremento de presión de 110 a 25 [kg/cm²] para poder pasar al fluido por un separador y así mezclar la corriente resultante de gas (G10) con el gas obtenido después de la deshidratación (G9). La corriente del aceite (O8) se combina con el gas procesado para poder transportar esta mezcla (M3) a otro sitio para la separación y acondicionamiento de cada una de las fases.

4.4 Análisis de resultados

Durante la simulación del proceso de deshidratación con tratadores electrostáticos, el primer paso fue ajustar el comportamiento de las propiedades del aceite con respecto a las que se obtuvieron en el laboratorio (análisis PVT), ésto para asegurar una buena predicción de los procesos simulados anteriormente descritos.

Al tener como base que el análisis PVT del fluido estudiado se realizó en una celda visual a la temperatura del yacimiento, mediante una separación diferencial convencional, el análisis se realizó en dos partes, la primera se efectuó desde 350 hasta 50 [kg/cm²] y la segunda desde la presión de saturación (90 [kg/cm²]) hasta la presión atmosférica. Para conocer el comportamiento de los fluidos en las instalaciones superficiales de producción se simuló la separación en 12 etapas, así evaluamos la viscosidad y la densidad, para poder determinar la velocidad de asentamiento utilizando la ley de Stokes, con ésto podemos determinar que proceso es mejor para la deshidratación del crudo. A continuación se hace una descripción de los resultados más importantes.

4.4.1 Comparación de envolventes de fase.

Los primeros datos que se ajustaron fueron los de la envolvente de fases, ya que ella podemos ver en que estado se encuentra nuestro fluido (líquido o gaseoso), dependiendo principalmente de la composición del fluido. Su ajuste fue complicado debido a que el análisis PVT tienen 4 puntos para construir la curva, por ello no se puede hacer una predicción de otros puntos, pero si darnos una idea de como sería la envolvente de fases del fluido.

El ajuste de los datos así como el comportamiento de las envolventes de fase del aceite antes y después de ser deshidratados para los dos procesos planteados y el convencional se pueden observar en la Fig. 4.6.

En la envolvente de fases de la corriente N1, la cual es la corriente a deshidratar en el proceso convencional, se observa que su envolvente de fases representa a un aceite pesado, ésto es debido a que en el proceso convencional el crudo es estabilizado, lo que ocasiona la liberación de los componentes más ligeros de la mezcla.

Para la envolvente de fases de la corriente IMP-1, que representa a la corriente que va a entrar al tratador electrostático para su deshidratación, se puede observar en la Fig. 4.6 que su envolvente de fases es prácticamente la misma que la corriente MEZCLA, la cual es la corriente que representa al fluido que entra al sistema para su deshidratación, por lo tanto la corriente IMP 1 es un fluido más ligero que la N1, debido a que no fue estabilizado.

En lo que se refiere a la envolvente de fases de la corriente IMP-R1, la cual es la que representa a la corriente que se va a deshidratar en el segundo proceso planteado, se observa que se trata de un fluido más ligero que en los dos casos anteriores debido a la redisolución de una mayor cantidad de gas y con ello una mayor cantidad de componentes ligeros.

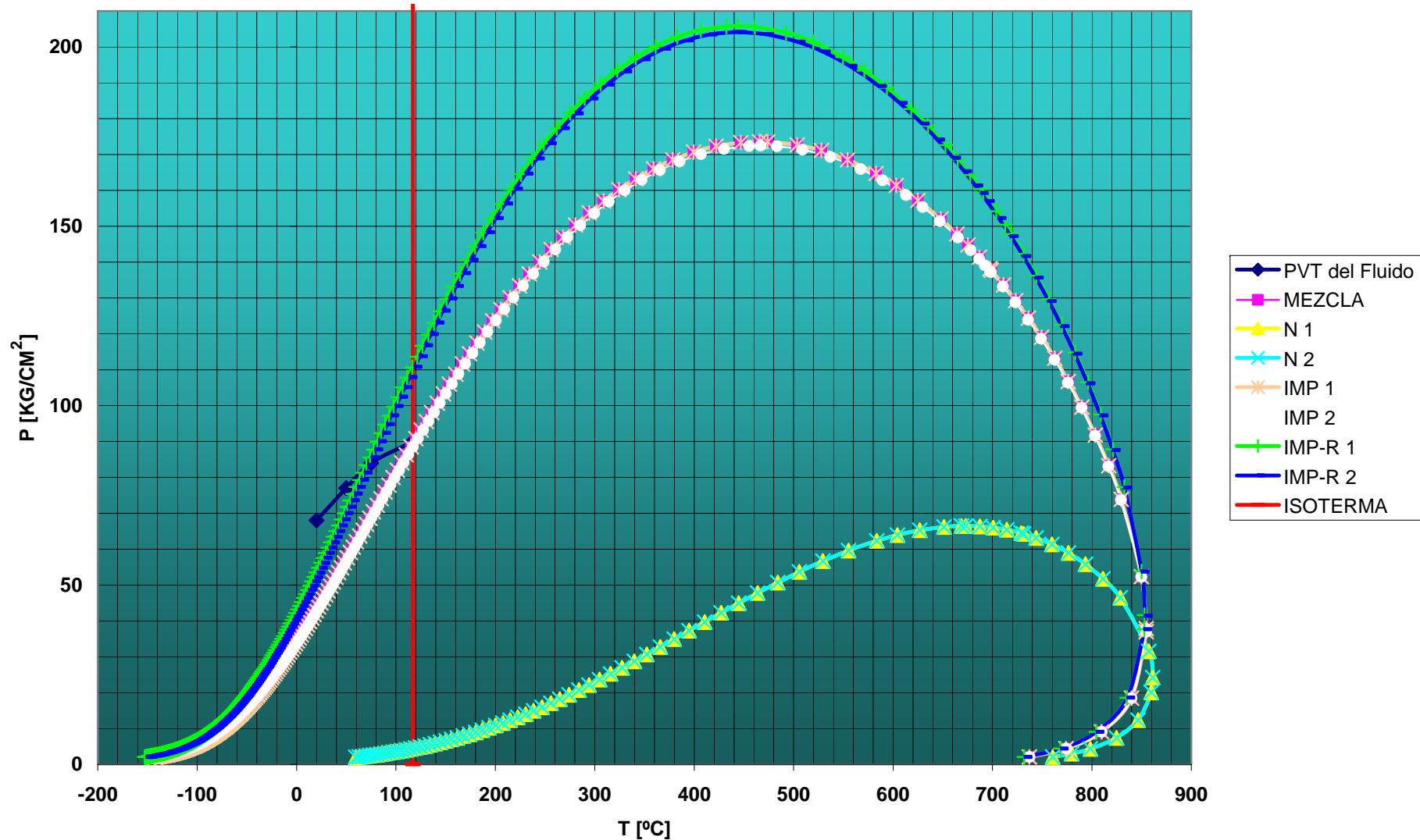


Fig. 4.6: Envolturas de fase del análisis PVT, mezcla original y de las corrientes que entran y salen del tratador electrostático.

Si trazamos una isoterma de 117 °C, para representar la temperatura que se tiene antes de entrar al tratador electrostático en los procesos propuestos, se ve claramente en la figura 4.7 a que presión se encuentra nuestro fluido de interés, de esta manera se establecieron las condiciones de presión y temperatura a las que debe de operar el tratador electrostático. En los tres procesos fueron determinadas las envolventes de fases de las corrientes N1, IMP-1 y IMP-R1, para que se tuviera la mínima o nula cantidad de gas libre.

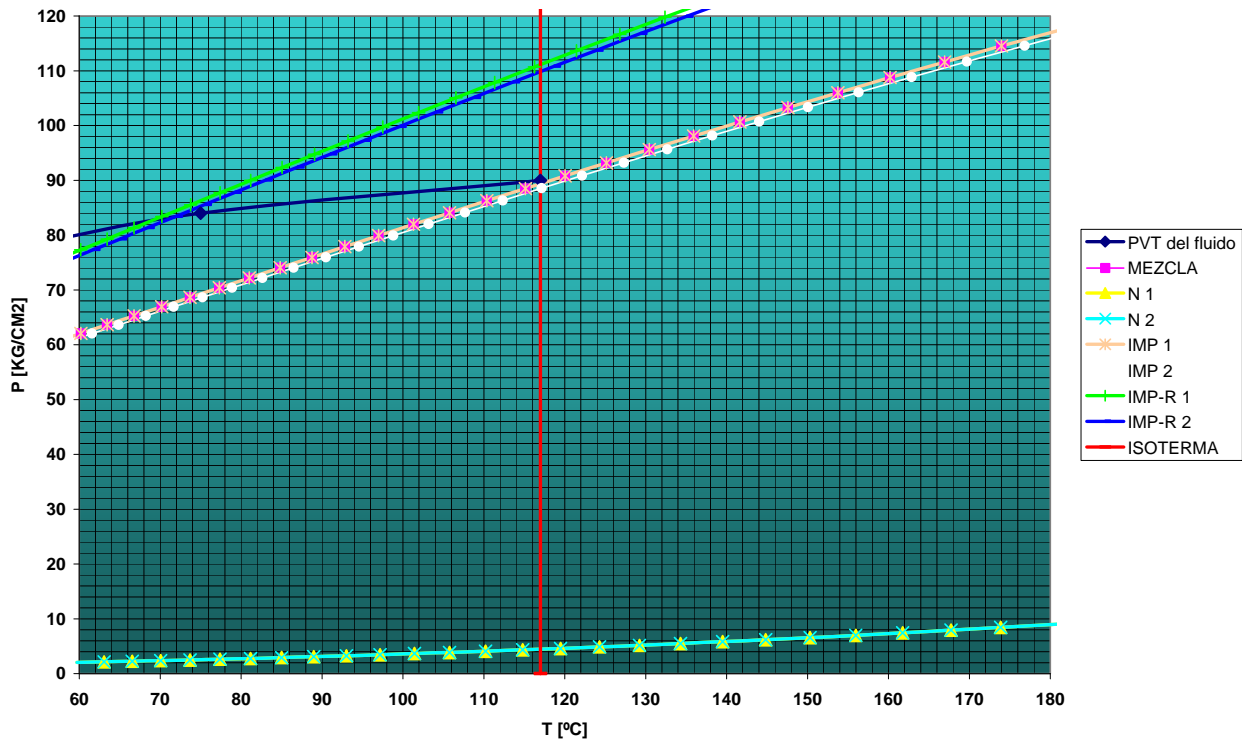


Figura 4.7 Acercamiento de la envolvente de fases de todos los procesos simulados

4.4.2 Comparación de densidades

Sabemos que una de las propiedades más importantes y necesaria de evaluar es la densidad del crudo, pues mientras más alta sea ésta, podemos tener más problemas en el tratamiento superficial. Si observamos en la figura 4.8 podemos ver que la densidad en el tratamiento convencional es muy alta de 0.889 [gr/cm³] y resulta algo ineficiente; por el contrario los resultados obtenidos en los procesos propuestos y a una temperatura de operación constante (117 [°C]) en el tratador electrostático, presenta una densidad de 0.83 [gr/cm³] en el caso de la corriente IMP-1 y de 0.822 [gr/cm³] para la corriente IMP-R1, lo que facilita la ruptura de la emulsión.

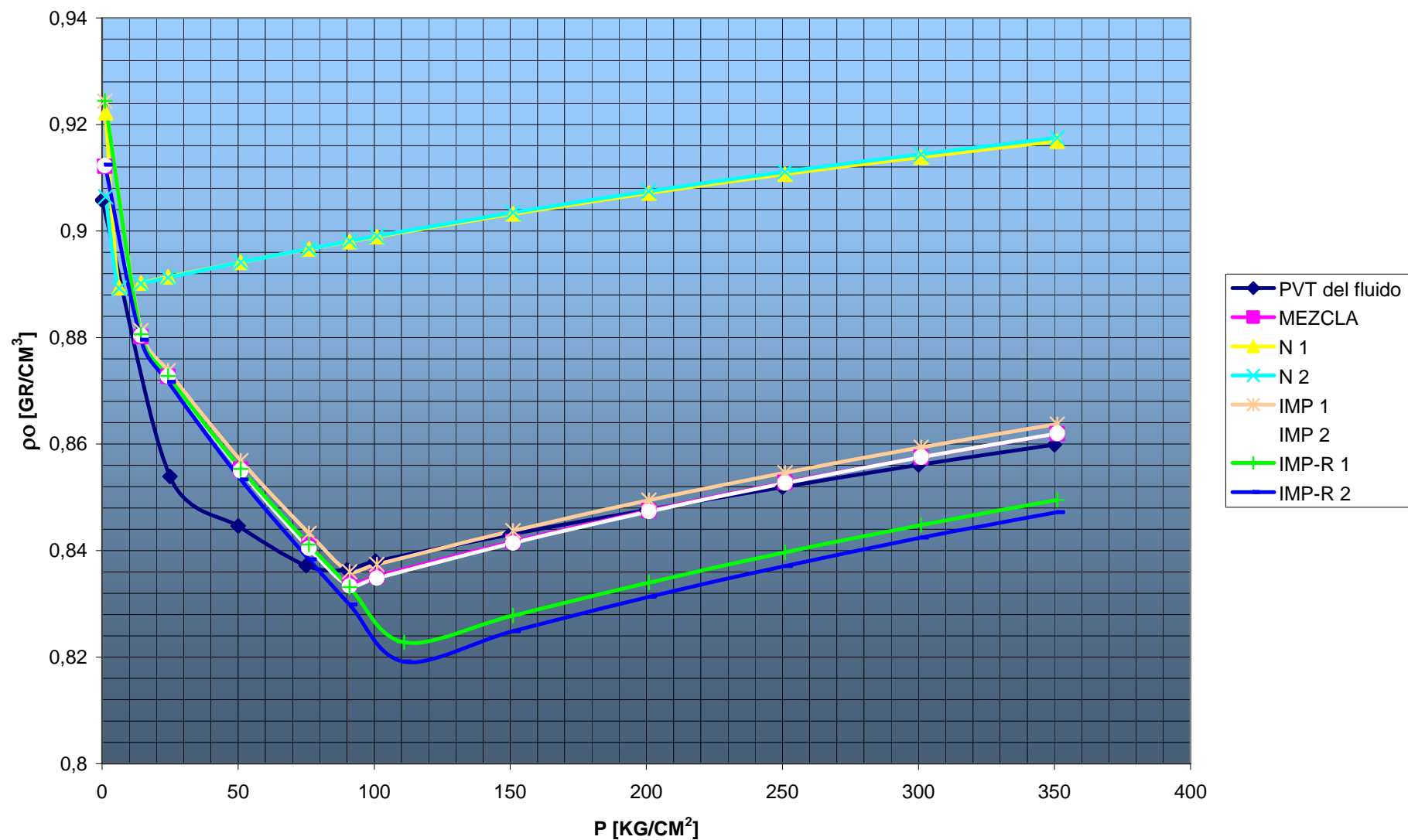


Fig. 4.8: Gráficas de densidad del análisis PVT, mezcla original y de las corrientes que entran y salen del tratador electrostático a 117 [°C].

4.3.3 Comparación de viscosidades

En la figura 4.9 podemos ver la variación de la viscosidad con respecto a diferentes presiones. Se puede observar claramente que las corrientes N1 y N2 presentan el más alto comportamiento de viscosidad (34 [cp] y 30 [cp] respectivamente), debido que al tener un fluido muy pesado y estabilizarlo se tuvo una gran liberación de componentes ligeros. Otra de las cosas que se pueden observar es que después de pasar al fluido por el proceso de deshidratación se ve una disminución significativa de la viscosidad debido a la pérdida de agua emulsionada, fenómeno que se presenta en los otros dos procesos.

En el caso de los procesos propuestos es necesario ver con detalle las diferencias entre las gráficas, pues el proceso sin reinyección presenta una significativa disminución de la viscosidad (la corriente IMP-1 tiene 14 [cp]) comparándola con el comportamiento del proceso convencional, pero al pasar por el tratador electrostático (la corriente IMP-2) su comportamiento es muy similar al experimental por lo que tiene una viscosidad de 11.5 [cp]. Si vemos en el caso del proceso con reinyección de gas (proceso 3), el fluido es menos denso por lo que la viscosidad es de 12 [cp], debido a la redisolución de una mayor cantidad de gas.

4.3.4 Comparación de velocidades de asentamientos

En la Fig. 4.10 se observa el comportamiento de la velocidad de asentamiento de las gotas de agua emulsionadas con la presión, esta curva se realizó a partir de los valores de viscosidad y densidad obtenidos en la simulación para cada una de las corrientes con la Ley de Stokes, suponiendo un diámetro de gota de 1000 [μ], este tamaño fue escogido debido al efecto electrostático que ocasiona el tratador.

Para la corriente N1 se observa de la Fig 4.10 que la velocidad de asentamiento de la gota es alrededor de 0.4147 [pies/min] para las condiciones de operación del tratador electrostático, mientras que para la corriente IMP-1 y IMP-R1 es de 1.4245 y 1.5329 [pies/min] respectivamente. Con lo anterior podemos determinar que la corriente N1 necesita un mayor tiempo de residencia que la corriente IMP-1 y ésta a su vez necesita un mayor tiempo de residencia que la corriente IMP-R1, por ello el Proceso 3 es la mejor opción técnicamente hablando, pues se ahorraría mucho tiempo; sin embargo, se tendrá que hacer un análisis económico para determinar cuál es la mejor opción.

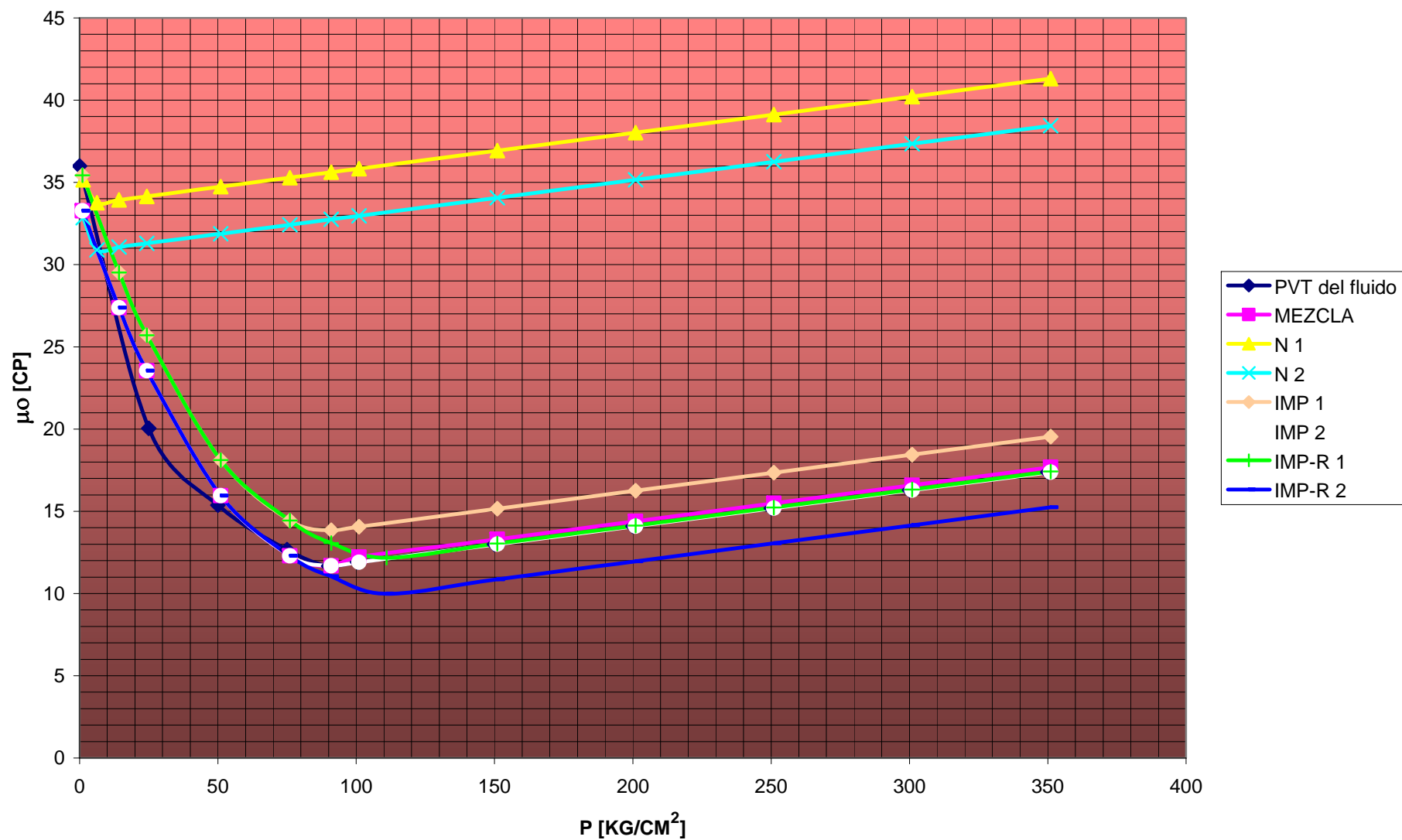


Fig. 4.9: Gráficas de viscosidad del análisis PVT, mezcla original y de las corrientes que entran y salen del tratador electrostático a 117 [°C].

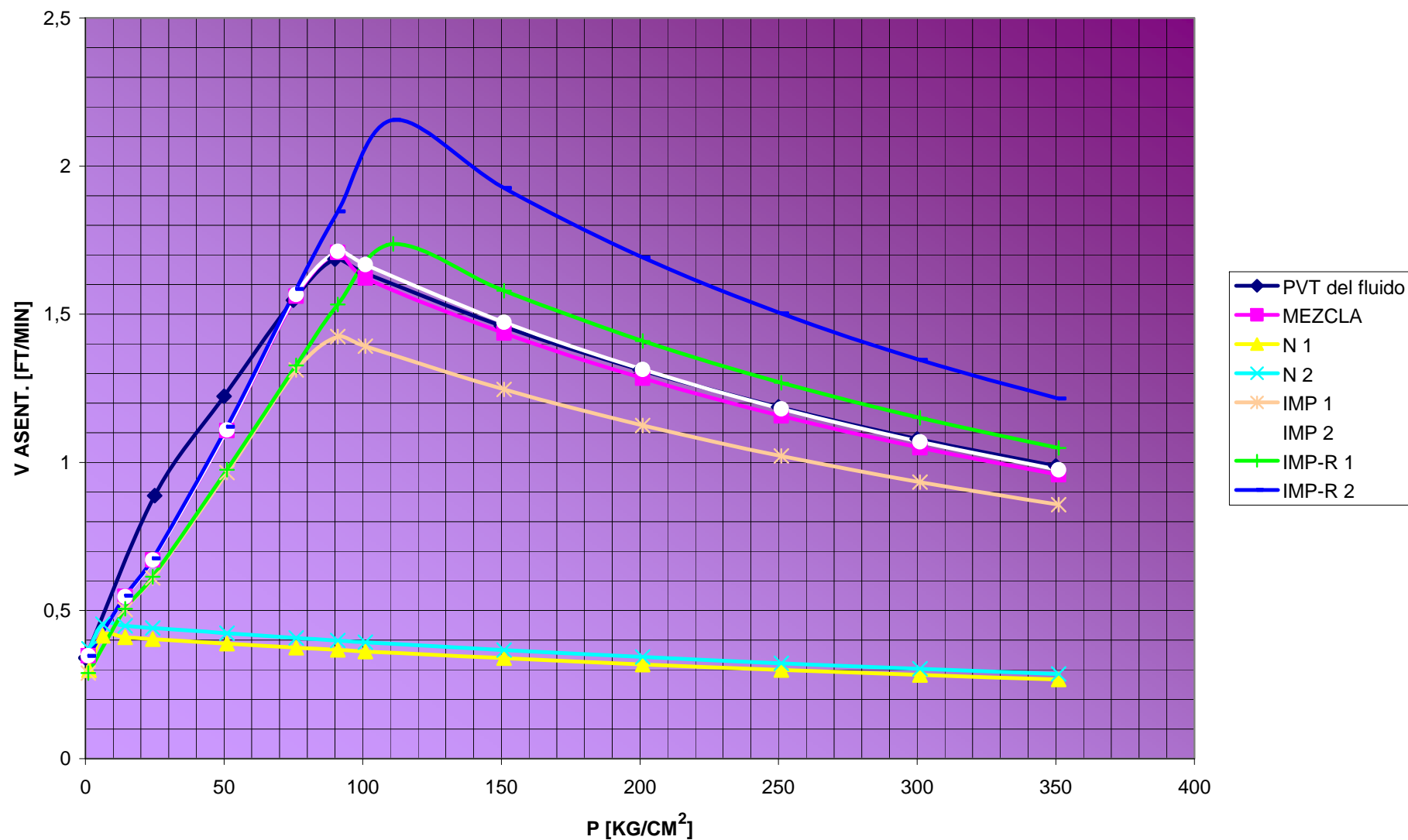


Fig. 4.10: Gráficas de la velocidad de asentamiento del análisis PVT, mezcla original y de las corrientes que entran y salen del tratador electrostático a 117 [°C].

Conclusiones

El agua emulsionada le proporciona al aceite crudo un volumen adicional al transporte así como propiedades corrosivas, lo cual se ve reflejado en la reducción de la vida útil en los equipos de proceso, por ello es necesario aplicarle un método de deshidratación.

Las propiedades de viscosidad y densidad son las variables que más influencia presentan para la ruptura de una emulsión, es por ello que cuando se tiene un proceso de deshidratación en crudos pesados, éste es más complicado que cuando se deshidrata a un crudo ligero, debido a la estabilidad que presentan las gotas de agua emulsionadas al estar dentro de una fase continua más viscosa. La aplicación de un campo eléctrico a la emulsión del crudo, orienta las cargas eléctricas dentro de las gotas de agua emulsionadas causando su coalescencia. Por lo tanto, esto provoca que se formen gotas más grandes, las cuales precipitarán más rápido debido a la fuerza eléctrica y de la gravedad.

Por lo anterior, el presente trabajo utilizó los tratadores electrostáticos como el mejor proceso para limpiar el crudo pesado, dando como resultado que el equipo disminuirá el nivel de la fase acuosa para abatir el efecto de la viscosidad.

El proceso convencional simulado considera un proceso de estabilización del crudo y un aumento de temperatura, antes de entrar al tratador electrostático, lo cual ocasiona una liberación de componentes ligeros quedando un crudo aún más pesado como se muestra en la figura 4.6, esto ocasiona una mayor dificultad para estabilizar la emulsión, ya que presenta una viscosidad de 34 [cp] y una densidad de 0.889 [gr/cm³], provocando una velocidad de asentamiento de 0.4147 [pies/min], que contempla el tiempo de residencia del fluido.

Los resultados obtenidos en la simulación del primer proceso planteado considera un aumento de presión (para la redisolución de gas) y temperatura, esto ocasiona un incremento en la cantidad de componentes ligeros, quedando un fluido más ligero que en el proceso convencional como se muestra en la figura 4.6, por lo tanto se ve una reducción de 14 [cp] y 0.83 [gr/cm³] en la viscosidad y densidad respectivamente, esto trae como consecuencia que la velocidad de asentamiento sea mayor de aproximadamente 1.4245 [pies/min].

Para el proceso 3, se aumentó la presión de 90 a 110 [kg/cm²], para la redisolución del gas separado después de deshidratación (50% adicional de redisolución de gas), con ello se incrementó la cantidad de gas disuelto en comparación con el proceso 1, esto nos dio como resultado una mezcla aún más ligera, con lo que la densidad fue de 0.822 [gr/cm³] y la viscosidad de 12 [cp], por lo tanto se tienen una la velocidad de asentamiento de 1.5329 [pies/min], por ello se tienen el menor tiempo de residencia, pues las gotas de agua precipitan más rápido.

La cantidad de agua emulsionada afecta considerablemente a la viscosidad y densidad del crudo, como se puede apreciar en las figuras 4.8 y 4.9, lo que afecta el precio comercial del mismo. Los procesos planteados en este trabajo separan una mayor cantidad de agua en un menor tiempo con respecto al convencional según resultados de la simulación por lo que se recomienda un análisis de laboratorio, para corroboración de lo obtenido.

Referencias

Arnold, Kenneth E. "Design Concepts for Offshore Produced-Water Treating and Disposal Systems", Journal of Petroleum Technology, Vol. 35, No. 2, pp. 276-283, February, 1983.

Arnold , Kenneth E. , and Paul J. Koszela, "Droplet-setting vs. Retention Time Theories for Sizing Oil /Water separator ", SPE Production Engineering , Vol. 5 No. 1, pp. 59-64, February, 1990.

Bansbach, Paul L. "The How y Why of Emulsions", Oil &Gas Journal, Vol. 68, No. 36, pp. 87-93, September 7, 1970.

Bartley, D. "Heavy Crudes, Stocks Ppse Desalting Problems", Oil & Gas Journal Tecnology, pp.117-124, February, 1982

Blair, C. M. "Interfacial Films Affecting the Stability of Petroleum Emulsion" Chemistry and Industry, pp. 538-544, May, 1960.

Bowman, R. W., W.D Burton and J. A. Pryor, "Statistically Designed oil Dehydration Tests", S.P.E. Paper No 6529, AIME, Dallas. T.X. 1977

Brown, A. H.; Hanson, C. "Effect of Oscillating Electric Fields on Coalescence in Liquid + Liquid Systems", Transaction Faraday Society, pp. 1754-1760,1965.

Lapple, C.E.; Perry, J.H."Guía para ingenieros químicos", McGraw-Hill, New Cork, NY., 1950

GPSA, Engineering Data Book, 10 th ed. Gas Processors Supplies Association, Tulsa, Oklahoma. 1987

Grace, Richard, "*Commercial Emulsion Breaking*", Chapter 9 in *Emulsion: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*, Advances in Chemistry Series 231, American Chemical Society, Washington, DC. , 1992

Fujinawa, K; Morishita, M. ; Hozawa, M. ; Imaishi, N.; Ino, H , "*Desmulsification of W/O Emulsions by Use of High Voltage of A.C. Fields*", J. Chem. Eng. , pp. 632-636, Japan, 1984,.

Hano, T. ; Ohtake, T ; Takagi, K. "*Desmulsification Kinetics of W/O Emulsions In An A. C. Electric Field*", J Chem. Eng., pp. 345-351, Japan, 1988.

Henley, E.J., and J.D. Seader, "*Equilibrium-Stage Separation Operation* ", Chemical Engineering, John Wiley & Sons, New York, 1981

Jacoby, R. H. and L. Yarborough, "*PVT Measurements on Petroleum Reservoir Fluids and Their Uses*", Ind. Eng. Chem. Vol. 59, pp.48-62, October 1967.

Laurier, L.S. Emulsions, "*Fundamentals and applications in this Petroleum Industry*", Amer. Chem .Soc, pp.319, Washington, 1992.

Lucas, R. N. "Electrical Dehydration of thermally produced emulsions", SPE No 2173, 1968.

Lucas , Roy N. , "*Performance of Heavy Oil Dehydrators*" , Journal of Petroleum Technology, Vol. 21, No. 10 , pp. 1286-1292, October, 1969.

Manning Francis S. and Thompson Richard E. , "*Oilfield Processing*", Vol 2 Crude Oil , PennWell Publishing Co., pp 25-143, Tulsa, OK , 1995.

Mc Cain, Jr , "*The Properties of Petroleum Fluids*" , 2nd ed., PennWell Publishing Co., Tulsa, OK, 1990.

PETREX, "*Treating oil Fields Emulsions*", 4th ed., Petroleum Extension Service, U. Texas at Austin TX, 1990.

Redlich, O. and J.N.S Kwong, "*On the Thermodynamics of Solutions. V. An Equation of State. Fugacities of Gaseous Solution*", Chem. Rev, Vol 44, pp. 223-244, 1949.

Resnick R. ; Halliday, D. ; Krane, K.S. Physics, Vol 2, John Woley & Sons, pp. 593-696, USA, 1992.

R.P. Alves and R.C. Oliveira, Petrobras, "*How to Establish a Mathematical Model for the Electrostatic Desalting Process Based on Pilot Plant Studies*", SPE Annual Technical Conference and Exhibition in San Antonio, Texas, U.S.A., September 2006

Soave,G., "*Equilibrium Thermodynamic Properties for Light Petroleum Systems*" , Gulf publishing Company, Houston, 1973

Sontang, H. ; Streng, K. , "*Coagulation and Stability of Disperse System*", John Wiley & Sons, pp. 85-125 , USA, 1972.

Smith, H. Vernosn and Kenneth E. Arnold , "*Crude Oil Emulsion*" Chapter 19, Petroleum Engineering Handbook, H.B. Bradley S.P.E Richardson, TX, 1987.

Udin, E. and J. C. McAuliffe, "*A One Parameter Family of Equations of State*", Chem. Eng.Sci., Vol 31, pp.1077-1084, 1967

Nomenclatura

Símbolo	Significado
a	Constante en las ecuaciones de Van der Walls, RK, SRK y PR.
A	Constante en las ecuaciones de Van der Walls, RK, SRK y PR.
A_p	Área proyectada de la gota.
$^{\circ}API$	Densidad del aceite en la escala del Instituto Americano del Petróleo.
b	Constante en las ecuaciones de Van der Walls, RK, SRK y PR.
B	Constante en las ecuaciones de Van der Walls, RK, SRK y PR.
B_g	Factor de volumen de formación del gas.
B_o	Factor de volumen de formación del aceite.
C_D	Coefficiente de arrastre.
d	Diámetro.
E	Campo eléctrico entre los electrodos $[V/m] = PD/\Delta X$.
F	Gasto de alimentación de la mezcla.
F_{bouy}	Fuerza de flotación.
F_{drag}	Fuerza de arrastre en una gota esférica.
F_e	Fuerza electrostática en la gota [N].
g	Constante de gravedad.
K	Constante de equilibrio.
L	Gasto de alimentación de la fase líquida.
m	Parámetro utilizado en la ecuación de SRK.
M	La magnitud de dipolo.
M_j	Peso molecular del componente j.
M_a	Peso molecular aparente de la mezcla.
n	Número de moles.
P	Presión.
P_c	Presión crítica.

P_r	Presión reducida.
P_s	Presión del vapor saturado a una temperatura reducida de saturación.
PD	Diferencia de potencial entre los electrodos.
q	Carga de saturación en una gota de agua.
Q	Gasto volumétrico.
r	Radio de la gota de agua.
R	Constante de la ecuación de los gases.
RGA	Relación gas-aceite instantánea.
R_s	Relación de solubilidad.
T	Temperatura.
T_c	Temperatura crítica.
T_r	Temperatura reducida.
v	Volumen molar.
\bar{v}	Velocidad.
V	Gasto de alimentación de la fase gaseosa.
\forall	Volumen.
V_d	Velocidad de la gota.
W	Gasto másico.
x	Distancia entre los centros de las dos gotas.
x	Fracción mol en la fase líquida.
y	Fracción mol en la fase gaseosa.
z	Factor de desviación de los gases reales.
Z	Fracción mol en la mezcla de alimentación.

GRIEGAS

$\alpha(T)$	Función de temperatura en las ecuaciones de SRK y PR.
Δx	Espaciamiento entre los electrodos.
ε_o	Constante dieléctrica del vacío, adimensional = 8.85×10^{-12} , [F/m].
ε_{oil}	Constante dieléctrica relativa del crudo.
ε_w	Constante relativa dieléctrica del agua.
ϕ	Fracción de volumen de la fase discontinua.
γ	Densidad relativa.
μ	Viscosidad.
μ_c	Viscosidad de la fase continua.
μ_{eff}	Viscosidad efectiva.
η	Fracción de la carga de saturación que permanece en la gota.
ρ	Densidad.
σ	Esfuerzo cortante.
$\sigma_{o/w}$	Tensión superficial agua- aceite.
ϖ	Factor acéntrico.

Lista de tablas

Número Pág.	Nombre de la tabla	
Tabla 1.1	Cálculos de una separación flash a 1000 [psia] y 100 [°F]	22
Tabla 1.2	Mecanismos de desplazamiento	32
Tabla 1.3	Factores típicos sugeridos	34
Tabla 3.1	Historia de los químicos desmulsificadores	57
Tabla 3.2	Procedimiento estadístico diseñado de la prueba de botella	60
Tabla 3.3	Típicos tiempos de retención de líquidos	90
Tabla 3.4	Tratamientos típicos de temperatura	90
Tabla 4.1	Composición original	96
Tabla 4.2	Densidad vs. Presión	96
Tabla 4.3	μ vs. Temperatura	97
Tabla 4.4	μ vs. Presión	97
Tabla 4.5	Envolvente de fases	97
Tabla 4.6	Propiedades de las corrientes más importantes en el proceso convencional	99
Tabla 4.7a	Propiedades de las corrientes más importantes en el proceso 1	101
Tabla 4.7b	Propiedades de las corrientes más importantes en el proceso 1	101
Tabla 4.7c	Propiedades de las corrientes más importantes en el proceso 1	101
Tabla 4.8a	Propiedades de las corrientes más importantes en el proceso 3	104
Tabla 4.8b	Propiedades de las corrientes más importantes en el proceso 3	104
Tabla 4.8c	Propiedades de las corrientes más importantes en el proceso 3	104
Tabla 4.8d	Propiedades de las corrientes más importantes en el proceso 3	104

Lista de figuras

Número	Nombre de la figura	Pág.
Fig. 1.1	Factor de compresibilidad del gas natural de bajo peso molecular, GPSA.	5
Fig. 1.2	Comportamiento de B_g con respecto a la presión en un proceso isotérmico, (Mc Cain).	6
Fig. 1.3	Comportamiento de la μ_g , con la presión y temperatura, (Mc Cain).	7
Fig. 1.4	Comportamiento de la viscosidad del gas, (Arnold).	7
Fig. 1.5	Aproximación de la densidad relativa de los componentes del aceite, (GPSA).	8
Fig. 1.6	Comportamiento típico del B_o con respecto a la presión para un aceite negro a diferentes temperaturas de yacimiento, (Mc Cain).	9
Fig. 1.7	Comportamiento de R_s con respecto a la presión, (Mc Cain).	10
Fig. 1.8	Comportamiento de la RGA con respecto a la presión, (Mc Cain).	11
Fig. 1.9	Comportamiento de la viscosidad con la presión, (Mc Cain).	11
Fig. 1.10	Comportamiento de la viscosidad con respecto a la temperatura para diferentes tipos de aceites, (ASTM D-341).	12

- Fig. 1.11 Comportamiento de la viscosidad del aceite en función de la temperatura y de la densidad , (Arnold).
13
- Fig. 1.12 Viscosidad efectiva de una mezcla agua aceite, (Arnold).
14
- Fig. 1.13 Representación del diagrama de fase, (Manning).
15
- Fig. 1.14 Representación de un diagrama de fase para un aceite negro y volátil, (Manning).
17
- Fig. 1.15 Representación de un separador y nomenclatura, (Manning).
19
- Fig. 1.16 Interpolación de los resultados de los cálculos flash, (Arnold).
23
- Fig. 1.17 Estimación preliminar del porcentaje de la RGA de acuerdo a los °API del liquido obtenido del tanque de almacenamiento y a las presiones de separación utilizadas en crudos de las costas del Golfo de México.
24
- Fig. 1.18 Evaluación del factor acéntrico para el propano. (Starling, 1973).
29
- Fig. 1.19 Esquema general de procesos en el campo.
31
- Fig. 2.1 Microfotografía de una emulsión agua en aceite (PETEX, 1990)
39
- Fig. 2.2 Distribución de las partículas en la interface aceite-agua.
42
- Fig. 2.3 Coeficiente de arrastre contra el número de Reynolds para esferas (C.E. Lapple, 1950).
45

-
- Fig. 2.4 Microfotografía de una emulsión aceite-agua-aceite (Smith y Arnold, 1987).
47
- Fig. 2.5 Comparación fotográfica de una emulsión apretada y una floja (Bansbach, 1970).
48
- Fig. 2.6 Función de distribución del tamaño de las gotas de agua en el aceite crudo de 12°API (Lucas, 1969).
48
- Fig. 2.7 Estimación del agua arrastrada por el aceite crudo (NATCO, 1981).
49
- Fig. 3.1 Deshidratador mecánico de agua libre (FWKO), (Smith y Arnold, 1987).
63
- Fig. 3.2 Tanque depurador o Gun Barrel.
64
- Fig. 3.3 Desgasificador (Hertz, 1987).
64
- Fig. 3.4 Instalación del desgasificador.
65
- Fig. 3.5 Calentador horizontal (API Spec 12L, 1987).
67
- Fig. 3.6 Calentador vertical (Howell Training Co, 1979).
68
- Fig. 3.7 Aparatos removedores de arena.
70
- Fig. 3.8 Pérdida de volumen y [°API] vs. Temperatura.
72
- Fig. 3.9 Volumen encogido vs. Pérdida de [°API].
72
- Fig. 3.10 Efecto del campo electrostático en las gotas de agua.
73
- Fig. 3.11 Tratamiento térmico electrostático (NATCO, 1991).
76
-

Fig. 3.12a	Electrodos de corriente alterna. 77
Fig. 3.12b	Voltaje de corriente alterna. 77
Fig. 3.12c	Acción del voltaje de corriente alterna en las gotas de agua. 78
Fig. 3.13a	Tratamiento de polaridad dual (DPT). 78
Fig. 3.13b	Comparación del comportamiento del voltaje del aceite limpio contra el aceite emulsionado. 79
Fig. 3.13c	Arreglo de electrodos. 79
Fig. 3.13d	Distribución de la carga de la gota. 80
Fig. 3.14	Arreglo de electrodos (Sublette y Prestridge, 1988). 81
Fig. 3.15	Grafica de pérdida de volumen contra Temperatura. 83
Fig. 3.16	Grafica de pérdida de API contra Temperatura. 84
Fig. 3.17a	RTD para tanque depurador. 85
Fig. 3.17b	Resultados del tanque depurador. 86
Fig. 3.18a	RTD para FWKO. 87
Fig. 3.18b	Resultados del FWKO con desviadores adentro. 87
Fig. 3.18c	Resultados del FWKO con desviadores afuera. 88
Fig. 3.19	Estimación de diferentes tratamientos del crudo. 91

-
- Fig. 4.1 Proceso convencional para la deshidratación con tratador electrostático. 99
- Fig. 4.2 Proceso de deshidratación con la redisolución de un 100% de gas con respecto a la mezcla original a alta presión. 100
- Fig. 4.3 Proceso de deshidratación con la redisolución de un 100% de gas con respecto a la mezcla original a alta presión y la recirculación de condensados. 102
- Fig. 4.4 Proceso de deshidratación con la redisolución de un 150% de gas con respecto a la mezcla original a alta presión. 104
- Fig. 4.5 Proceso de deshidratación con la redisolución de un 150% de gas con respecto a la mezcla original a alta presión y recirculación de condensados. 105
- Fig. 4.6 Envoltentes de fase del análisis PVT, mezcla original y de las corrientes que entran y salen del tratador electrostático. 107
- Fig. 4.7 Acercamiento de la envolvente de fases de todos los procesos simulados 108
- Fig. 4.8 Gráficas de densidad del análisis PVT, mezcla original y de las corrientes que entran y salen del tratador electrostático a 117 [°C]. 109
- Fig. 4.9 Gráficas de viscosidad del análisis PVT, mezcla original y de las corrientes que entran y salen del tratador electrostático a 117 [°C]. 111
- Fig. 4.10 Gráficas de la velocidad de asentamiento del análisis PVT, mezcla original y de las corrientes que entran y salen del tratador electrostático a 117 [°C]. 112

