

**DEFINICIÓN DE ESTANDARES OPERATIVOS PARA LOS PROCESOS DE
DESHIDRATACIÓN Y DESALADO DE CRUDO**

DIEGO ALEXANDER PARRA CHIVATA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2007**

**DEFINICIÓN DE ESTANDARES OPERATIVOS PARA LOS PROCESOS DE
DESHIDRATACIÓN Y DESALADO DE CRUDO**

DIEGO ALEXANDER PARRA CHIVATA

**Trabajo de grado presentado como requerimiento parcial para
optar al título de Ingeniero de Petróleos**

Director:

Ing. FREDY ABELARDO NARIÑO; M.Sc.

Codirector:

Ing. OLGA PATRICIA ORTIZ; M.Sc.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2007**

DEDICATORIA

A pesar que en estos tiempos hay muchas contradicciones y hay diferentes puntos de vista sobre el tema, creo en un Dios y le dedico este logro en primera persona, por haberme dado la vida y ser la luz que me guía todos y cada uno de los días de mi vida.

A mi madre que es una de las fuerzas más grandes que me impulsan a hacer las cosas y a hacerlas bien; a mi tío Marcos por haberme dado la oportunidad de superarme y de seguir su ejemplo, permitiéndome recibir sus enseñanzas; a Hugo y Marcos por apoyarme; a Rosalba que es mi segunda madre; a mis primas Parra por su colaboración para con migo; a Marcos júnior y Andrés por compartir con migo durante la universidad los momentos de júbilo y de dificultades que se nos presentaron y que juntos los logramos sobrepasar y a todas y cada una de las personas que pusieron su granito de arena para lograr ascender un escalón mas en la escalera de la vida

AGRADECIMIENTOS

La vida es de etapas y en estos momentos esta culminando una de ellas, pero para avanzar en las etapas de la vida se necesita de la colaboración y ayuda de los demás; es por esto que estoy inmensamente agradecido con todas y cada una de las personas que de una u otra manera han contribuido con mi formación tanto personal como profesional. Espero que con mis logros y el saber que hasta el momento he hecho las cosas bien les pueda dar la satisfacción a quienes han puesto su granito de arena y han creído en mi, de haber contribuido en darme los cimientos y las bases para que sobre ellos construya el mas grande rascacielos de logros y metas cumplidas.

Agradezco también a la Universidad Industrial de Santander por haberme formado como profesional y por permitirme vivir los mejores años de mi vida hasta el momento, donde aprendí a ver la vida desde otro punto de vista y a preocuparme por lo que a todos nos pueda interesar, interlocutando con un sin número de personas y formas de pensar.

A la Escuela de Ingeniería de petróleos y a sus miembros por dar lo mejor de ellos para que la formación técnica fuera la más adecuada y acorde con las expectativas de la industria; y por brindarme ese calor humano que durante mi estancia en la UIS me brindaron.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. EMULSIONES	15
1.1 CLASIFICACIÓN DE LAS EMULSIONES	16
1.1.1 Según el grado de estabilidad	16
1.1.2 Según las fases de la emulsión	16
1.2 FORMACIÓN DE EMULSIONES	18
1.2.1 Teoría Coloidal	18
1.2.2 Teoría del Agente Emulsificante	18
1.2.3 Teoría de la Tensión Interfacial	18
1.2 FORMACIÓN DE EMULSIONES	19
1.3 ESTABILIDAD Y ROMPIMIENTO DE LA EMULSIÓN	19
1.3.1 Sedimentación	19
1.3.2 Agregación	20
1.3.3 Coalescencia	20
1.4 CARACTERÍSTICAS IMPORTANTES DE LAS EMULSIONES	21
1.4.1 Película Interfacial	21
1.4.2 Viscosidad de la Fase Continua	21
1.4.3 Tamaño de la Gota	21
1.4.4 Relación de Volumen de Fase	21
1.4.5 Temperatura	22
1.4.6 pH	22
1.4.7 Edad	22
1.4.8 Salinidad de la Salmuera	22
1.4.9 Tipo de aceite	22
1.4.10 Diferencia de densidad	22
2. SURFACTANTES	23
2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS SURFACTANTES	23
2.1.1 Aniónicos	23
2.1.2 No iónicos	23
2.1.3 Catiónicos	23
2.1.4 Anfóteros	24
2.2 NATURALEZA DEL SURFACTANTE	25
2.3 FENÓMENOS FUNDAMENTALES	26
2.3.1 Adsorción	26
2.3.2 Asociación	28
3. FLUIDOS DE YACIMIENTO	34
3.1 TIPOS DE HIDROCARBUROS	34
3.1.1 Aceites Negros	35

3.1.2 Aceites Volátiles	37
3.1.3 Gases Retrógrados	38
3.1.4 Gases Húmedos	39
3.1.5 Gases Secos	40
4. TEORÍA SEPARACIÓN DE FASES	42
4.1 SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL	42
4.2 COALESCENCIA	43
4.3 EFECTOS DE LA TEMPERATURA EN LOS SISTEMA DE TRATAMIENTO DE EMULSIONES	44
4.4 EFECTOS ELÉCTRICOS EN LOS SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE EMULSIONES	46
5. PROCESOS DE DESHIDRATACION Y DESALADO	48
5.1 TRATAMIENTO QUÍMICO	48
5.2 TRATAMIENTO GRAVITACIONAL	50
5.3 TRATAMIENTO TÉRMICO	52
5.4 TRATAMIENTO ELETROSTÁTICO	54
5.5 TRATAMIENTO TERMoeLECTROTÁSTICO	56
6. ESQUEMAS DE TRATAMIENTO	57
6.1 VARIABLES PRINCIPALES	57
6.2 ESQUEMAS DE TRATAMIENTO	57
6.3 DIAGRAMAS DE FLUJO	66
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	75
BIBLIOGRAFÍA	77

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Emulsión	15
Figura 2. Condiciones para que exista emulsión	17
Figura 3. Clasificación de las emulsiones	14
Figura 4. Sedimentación	19
Figura 5. Agregación	20
Figura 6. Coalescencia	20
Figura 7. Surfactante	24
Figura 8. Surfactante anionico	24
Figura 9. Surfactante Cationico	25
Figura 10. Surfactante no iónico	25
Figura 11. Influencia del HLB en la formación de una emulsión, a) W/O y b) O/W	26
Figura 12 Dodecil benceno sulfonato de sodio	27
Figura 13 Fenómenos relacionados a la adsorción	28
Figura 14. Micela	29
Figura 15. Efecto de la concentración micelar crítica en la tensión interfacial y la conductividad.	30
Figura 16 Solubilización micelar	31
Figura 17. Diferentes tructuras producidas por la asociación de surfactantes	32
Figura 18. Asociación bidimensional de fosfolípidos para formar membranas microcápsulas y liposomas.	32

Figura 19. Diagrama de fases de un aceite negro.	36
Figura 20: Diagrama de fases de un aceite volátil	37
Figuras 21. Diagrama de fases de un gas retrogrado	39
Figura 22. Diagrama de fases de un gas húmedo.	40
Figura 23. Diagrama de fases de un gas seco	41
Figura 24 Perdida de gravedad API vs % perdida de volumen	45
Figura 25 Pérdidas debido a la reducción de la gravedad API	46
Figura 26 Tratador Térmico Horizontal	53
Figura 27. Tratador Electrostático Horizontal	55
Figura 28 Tratador termo electrostático Horizontal	56
Figura 29. Esquema de producción A	58
Figura 30. Esquema de producción B	59
Figura 31. Esquema de producción C	60
Figura 32. Esquema de producción D	61
Figura 33. Esquema de producción E	62
Figura 34. Esquema de producción F	63
Figura 35. Esquema de producción G	64
Figura 36. Esquema de producción H	65
Figura 37. Diagrama de flujo para la selección de un esquema de tratamiento con una cantidad de agua libre "FW" menor del 20% y GLR menor de 500.	67
Figura 38. Diagrama de flujo para la selección de un esquema de tratamiento con una cantidad de agua libre "FW" menor del 20% y GLR mayor de 500.	68
Figura 39. Diagrama de flujo para la selección de un esquema de tratamiento con una cantidad de agua libre "FW" mayor del 20% y menor del 50% y GLR menor de 500.	69

Figura 40. Diagrama de flujo para la selección de un esquema de tratamiento con una cantidad de agua libre "FW" mayor del 20% y menor del 50% y GLR mayor de 500.	71
Figura 41. Diagrama de flujo para la selección de un esquema de tratamiento con una cantidad de agua libre "FW" mayor del 50% y GLR menor de 500.	72
Figura 42. Diagrama de flujo para la selección de un esquema de tratamiento con una cantidad de agua libre "FW" mayor del 50% y GLR mayor de 500.	73

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Composición molar y otras propiedades de los diferentes tipos de fluido monofásicos encontrados en yacimiento.	35
Tabla 2. Velocidad de decantación Ft/S.	44
Tabla 3. Características de los principales desemulsificantes	51

RESUMEN

TITULO: DEFINICION DE ESTANDARES OPERATIVOS PARA LOS PROCESOS DE DESHIDRATAACION Y DESALADO DE CRUDO*

AUTOR: DIEGO ALEXANDER PARRA CHIVATA**

PALABRAS CLAVES: Definición, estándares, fases, variables, esquemas, tratamiento, diagramas de flujo.

Debido a que el crudo se produce en estructuras geológicas las cuales están situadas en el subsuelo, generalmente va acompañado de cantidades variables de agua de formación y de otros materiales que aparecen como resultado de las técnicas de producción empleadas; para que el crudo cumpla con las condiciones de mercado, se necesita entonces, deshidratarlo y desalarlo.

Una emulsión es una mezcla de dos líquidos mutuamente inmiscibles, uno de los cuales está disperso en finas gotas en el otro; el proceso de separación de estos se hace indispensable para la deshidratación y desalado del crudo, por lo tanto se enuncian en el presente trabajo las diferentes clases de emulsiones y su tratamiento.

De la misma forma se plantean diagramas de flujo que permiten determinar esquemas de tratamiento a partir de unas variables predeterminadas y bajo ciertos parámetros que muestran la base de procesos para lograr un buen desempeño durante la deshidratación y el desalado del crudo, el objetivo de la primera etapa del proceso es separar las fases gas, aceite y agua de producción y en la segunda etapa se busca reducir el contenido de sal en el crudo inyectando agua dulce y separándola posteriormente para alcanzar las condiciones de calidad exigidas por transporte y refinación.

* TRABAJO DE GRADO

** FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS. ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS, DIRECTOR: INGENIERO FREDY ABELARDO NARIÑO REMOLINA

SUMMARY

TITLE: OPERATING STANDAR DEFINITON FOR DEHYDRATION AND SALD REMUVAL PROCESSES*

AUTHOR: DIEGO ALEXANDER PARRA CHIVATA**

Key words: definition, standards, phases, variables, schemes, treatment, flowchart.

Oil is produced in geological structures which are located underground, usually mixed together with variable amounts of reservoir water and other materials originated as a result of the production techniques, for that reason, so that the oil complete the market standards it needs to be dehydrated and remove salts

A mixture of two immiscible liquids is called emulsion. Inside emulsion one of the components in is scattered in samall sized duoplets. The separation process is required before dehydrating and salt removing from the crude oil. The subject at this work is to document the different kind of emulsion and their respective treatment.

At the same way determining treatment schemes are presented, as well starting from predefined variables and under certain parameters showing basics of the process in order to achieve good performance during dehydrating and salt removal processes and immediately meet the refinery's delivery requirements. The objective of the first stage of the process is to separate the phases gas, oil and production water and in the second stage it is looked for to reduce the content of salt in the oil one injecting fresh water and separating it later on to reach the demanded conditions of quality for transport and refinement.

* TRABAJO DE GRADO

** FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS. ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS, DIRECTOR: INGENIERO FREDY ABELARDO NARIÑO REMOLINA

INTRODUCCIÓN

Debido a que el crudo se produce en estructuras geológicas las cuales están situadas en el subsuelo generalmente va acompañado de cantidades variables de agua de formación y de otros materiales que aparecen como resultado de las técnicas de producción empleadas. Para que el crudo cumpla con las condiciones de mercado se necesita entonces, deshidratarlo y desalarlo.

Hoy en día se calcula que más del 90% del crudo producido alrededor del mundo viene asociado con cantidades apreciables de agua, formando las emulsiones. Termodinámicamente, estas emulsiones no son estables y su lógico comportamiento llevaría al agua a separarse de una forma muy definida; pero la existencia en el yacimiento de algunos compuestos naturales como las resinas y los asfáltenos impiden que las pequeñas gotas de agua se agrupen en grandes conglomerados, quedando éstas dispersas en el petróleo crudo.

La separación del agua de formación siempre ha sido un problema en las operaciones de producción en los campos petroleros. Como el proceso consiste en separar dos fases inmiscibles (agua y aceite) las cuales difieren de densidad, esto hace pensar en un sistema sencillo desde el punto de vista físico; pero no ocurre así, la literatura existente y la gran variedad de equipos y ayudas ofrecidas para facilitar el tratamiento de las emulsiones indican que la solución de este problema está caracterizado por una variedad de situaciones ninguna de la cuales puede explicarse en términos físico-matemáticos sencillos.

En este estudio se mostrarán los diferentes métodos actualmente utilizados en los campos de producción de crudo; el tratamiento de las emulsiones y los análisis y operaciones desarrollados.

De la misma forma se planteará la definición de estándares operativos para los procesos de deshidratación y desalado del crudo y se esquematizará las diferentes facilidades de superficie utilizadas en estos procesos.

La experiencia de campo fue aportada por el Ingeniero FREDY ABELARDO NARIÑO REMOLINA quien con 10 años de trabajo en la industria petrolera quiso plasmar su conocimiento en este libro.

1. EMULSIONES

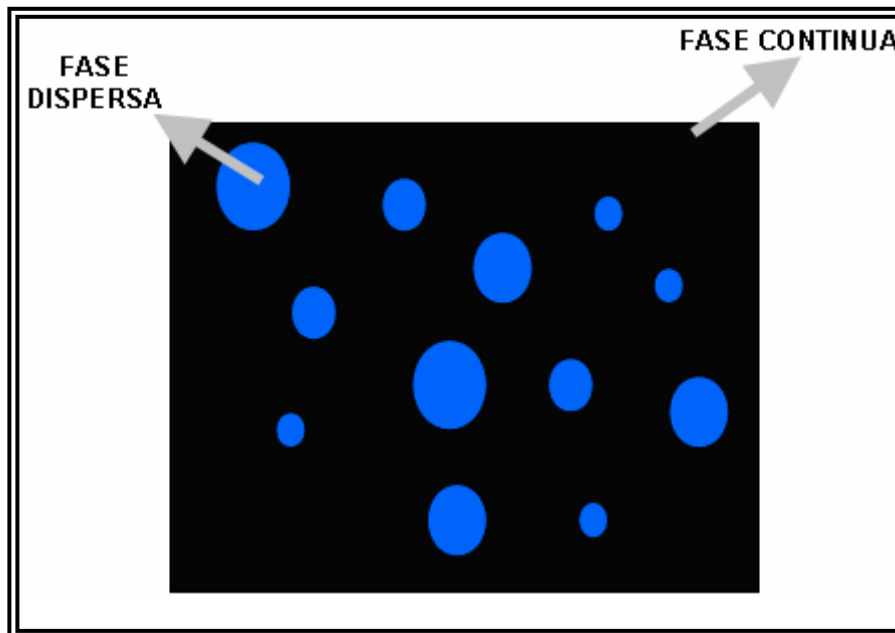
El petróleo crudo que se produce en un campo se encuentra en la mayoría de los casos mezclado con agua, en cantidades que varían en un rango muy amplio de acuerdo con varios factores, como la vida productiva del pozo, la tasa de producción y la procedencia del agua, entre otros.

Dos tipos de agua están asociadas con la producción de petróleo, definidas como agua libre y agua emulsionada.

El agua libre, es definida por el Instituto Americano del Petróleo (API), como la cantidad de agua de producción que se sedimentará y se separará del petróleo en un lapso no mayor de cinco minutos, como consecuencia del asentamiento gravitacional. El resto de agua presente se considerara como emulsionada y requiere de un proceso de tratamiento para ser removida.

Una emulsión es una mezcla de dos líquidos mutuamente inmiscibles, uno de los cuales está disperso en finas gotas en el otro. El líquido presente como pequeñas gotas es la fase dispersa o interna, mientras que el líquido que lo rodea es la fase continua o externa.

Figura 1. Emulsión



Fuente: Autor del proyecto.

1.1 CLASIFICACIÓN DE LAS EMULSIONES

Dependiendo del aspecto que se analice, las emulsiones se pueden clasificar así:

1.1.1 Según el grado de estabilidad.

- ✓ Estables: Una emulsión es estable cuando luego de formada, la única manera de conseguir que las fases se separen es mediante la aplicación de sistemas de tratamiento
- ✓ Inestables: Una emulsión es inestable cuando al dejarla en reposo durante algún tiempo, las fases se separan por gravedad.

1.1.2 Según las fases de la emulsión.

- ✓ Normales: Una emulsión normal es aquella en la cual la fase continua es el aceite y la fase dispersa es el agua.
- ✓ Inversas: Una emulsión es inversa cuando la fase continua es el agua y la fase dispersa es el aceite.
- ✓ Duales o Triples: Petróleo en agua en Petróleo y agua en Petróleo en agua.

La emulsión de petróleo en agua o inversa, en la mayoría de los casos consiste en gotas finas de petróleo rodeadas por una tenue película de agua. Para eliminarlas, generalmente, se requiere de tratamiento químico. Las emulsiones triples o duales aunque son de rara ocurrencia, se pueden presentar en crudos muy pesados y viscosos acompañados de agua fresca y blanda. Por lo general, requieren tratamiento químico especial.

La emulsión agua en petróleo o directa, es la que se presenta en el 90% de los casos.

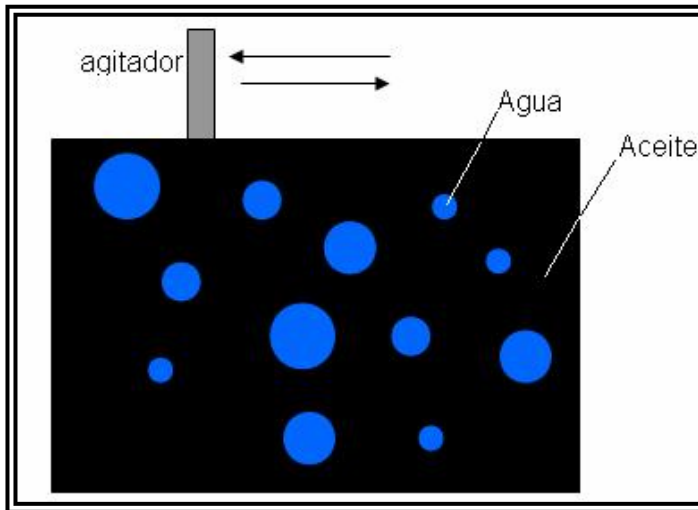
La figura 3 resume la clasificación de las emulsiones:

1.2 FORMACIÓN DE EMULSIONES

Existen tres requisitos para formar una emulsión:

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

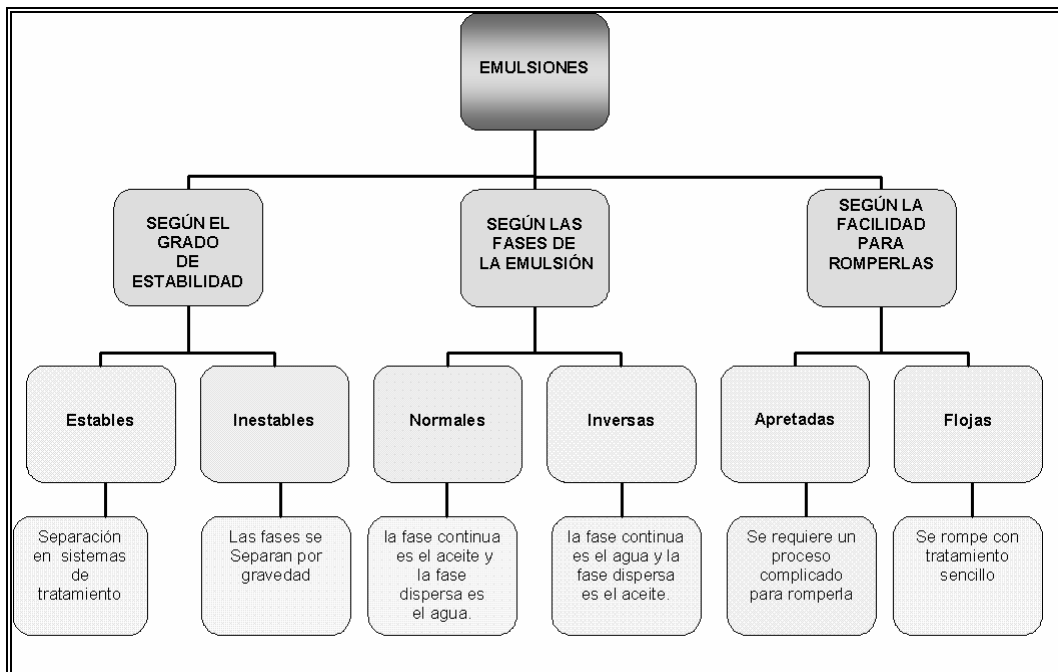
Figura 2. Condiciones para que exista emulsión



Fuente: Autor del proyecto.

La mayoría de los petróleos crudos tienen tensión superficial inferior al agua, por lo tanto, existe una mayor tendencia del agua a formar gotas pequeñas, con un menor radio que las gotas de crudo; esto favorece la formación de emulsión directa, o de agua en petróleo.

Figura 3. Clasificación de las emulsiones



Fuente: Autor del proyecto.

Las emulsiones son causadas por turbulencia o agitación, ya que el golpeteo, dispersa una de las fases en gotas pequeñas. Dos líquidos inmiscibles no pueden formar una emulsión estable; si no hay presencia de fuerzas estabilizadoras dentro de la emulsión, entonces, pequeñas gotas se unirán nuevamente.

Una tercera sustancia o el llamado agente emulsificante, debe estar presente para estabilizar la emulsión. Éstos agentes, son compuestos que contienen moléculas polares y no polares. Las moléculas polares tienen afinidad fuerte por otras moléculas polares y tienen una tendencia marcada a disolverse en solventes polares como el agua. Las sustancias no polares tienen mejor solubilidad en solventes no polares como el petróleo. Estas sustancias son: arcilla coloidal, bentonita e hidróxidos metálicos.

Los surfactantes estabilizan las emulsiones por migración hacia la interfase aceite-agua, además, forman una película interfacial alrededor de las gotas de aceite. Esta película estabiliza la emulsión debido a las siguientes causas:

- ✓ Reduce las fuerzas de tensión superficial que se requieren para la coalescencia de las gotas.
- ✓ Forman una barrera viscosa que inhibe la coalescencia de las gotas.
- ✓ Si el surfactante es polar, al alinearse en la superficie de las gotas de agua, su carga eléctrica provoca que se repelan unas gotas con otras.

Existen varias teorías que explican como dos líquidos inmiscibles forman emulsiones estables; entre ellas tenemos:

1.2.1 Teoría Coloidal. La teoría coloidal relaciona la formación de emulsiones con la química coloidal. Los coloides son sustancias que permanecen en suspensión en los líquidos, así como las arcillas; sustancias coloidales que permanecen en suspensión en el agua por mucho tiempo después de un período de agitación, las pequeñas gotas de agua suspendidas en una emulsión normal están regidas por las mismas leyes físicas que controlan la suspensión de arcilla en agua.

1.2.2 Teoría del Agente Emulsificante. En esta teoría se explica por qué las pequeñas gotas de agua dispersas en una emulsión normal no se unen al ponerse en contacto, debido a que están recubiertas por una sustancia denominada agente emulsificante, la cual forma una barrera física para evitar la unión de las gotas de agua. Dependiendo de las características del agente emulsificante y de su relación con los líquidos, se formará una emulsión normal o inversa, teniendo en cuenta que el líquido en el cual se disuelva, será la fase continua de la emulsión.

1.2.3 Teoría de la Tensión Interfacial. Esta teoría hace referencia a la formación de emulsiones basada en los fenómenos de tensión interfacial, que

explican la oclusión de un gota de líquido dentro de otro, debido a que el líquido de tensión superficial mayor (agua) asume una forma convexa, originando gotas esféricas que tienden a presentar la menor superficie al otro líquido (aceite) .

Si la tensión interfacial entre el agua y el aceite es alta, la emulsificación se dificulta por que el aceite tiende a extenderse sobre la superficie del agua formándose una capa delgada. Bajo las condiciones anteriores y si se desea formar una emulsión, debemos agregar ciertas sales solubles como Carbonato de Calcio, Uleoato de sodio y sulfato de aluminio. Además si se desea evitar la formación de la emulsión debemos agregar cloruros solubles en el agua.

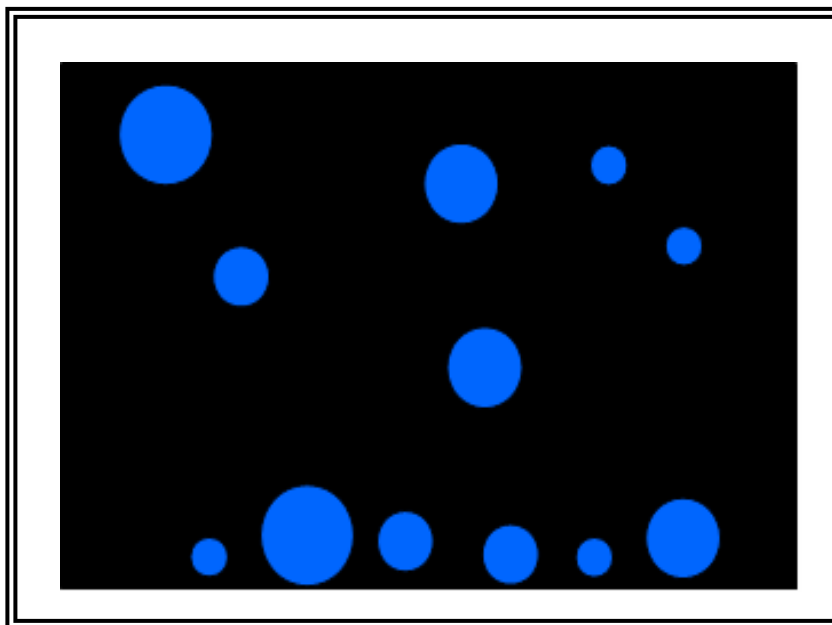
1.2.4 Teoría de las Cargas Eléctricas. La teoría de las cargas eléctricas, mediante experimentos, ha demostrado que las gotas de agua están cargadas eléctricamente, lo cual se explica con la repulsión de las gotas al estar en contacto, debido a sus cargas eléctricas iguales; esto ha sido corroborado con la facilidad de unión de las partículas después de que se neutralizan tales cargas por acción de una corriente eléctrica.

1.3 ESTABILIDAD Y ROMPIMIENTO DE LA EMULSIÓN

Las emulsiones pueden ser rotas por tres mecanismos que son:

1.3.1 Sedimentación. La sedimentación se refiere a la caída de las gotas de agua en el aceite crudo debido a la gravedad.

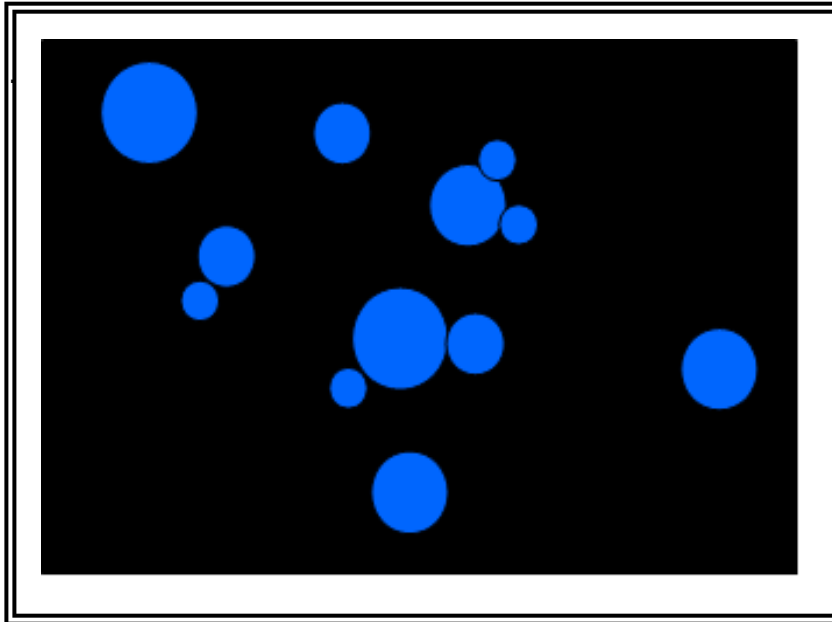
Figura 4. Sedimentación



Fuente: Autor del proyecto.

1.3.2 Agregación. Es el agrupamiento de dos o más gotas para formar gotas de mayor tamaño y luego precipiten con facilidad.

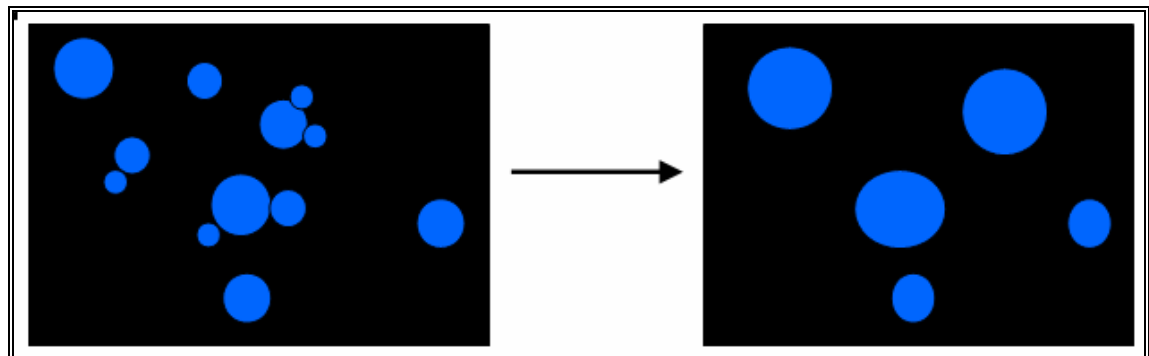
Figura 5. Agregación



Fuente: Autor del proyecto.

Coalescencia. La coalescencia ocurre cuando las gotas originales pierden sus identidades y se funden en gotas más grandes reduciendo el área de interfase total.

Figura 6. Coalescencia



Fuente: Autor del proyecto.

1.4 CARACTERISTICAS IMPORTANTES DE LAS EMULSIONES

El rompimiento de la emulsión depende de los siguientes parámetros:

- ✓ Película Interfacial.
- ✓ Viscosidad de la fase continua.
- ✓ Tamaño de la gota.
- ✓ Relación de volumen de fase.
- ✓ Temperatura.
- ✓ pH.
- ✓ Edad.
- ✓ Salinidad de la salmuera.
- ✓ Tipo de aceite.
- ✓ Diferencia de densidad.

1.4.1 Película Interfacial. Las gotas dispersas están en constante movimiento, por lo tanto, frecuentemente colisionan. Una película interfacial suficientemente fuerte para evitar la coalescencia, es absolutamente necesaria para mantener la estabilidad de la emulsión. Una mezcla de surfactantes forma un empaque cerrado, el cual produce una película mecánicamente fuerte, que impide la separación de la emulsión.

1.4.2 Viscosidad de la Fase Continua. Una viscosidad alta en la fase continua disminuye el coeficiente de difusión y la frecuencia de colisión de las gotas, por lo que se incrementa la estabilidad de la emulsión. Una alta concentración de las gotas también incrementa la viscosidad aparente de la fase continua y estabiliza la emulsión.

Una viscosidad alta indica lenta sedimentación y por lo general, los crudos pesados o de baja gravedad API, tienen alta viscosidad.

1.4.3 Tamaño de la Gota. Gotas muy pequeñas toman más tiempo para sedimentarse, esto debido a la menor atracción gravitacional de las más grandes; cuando están rodeadas por películas, son más difíciles de romper por impacto con otras gotas; cuando las gotas que forman la emulsión son pequeñas y de tamaño uniforme, es difícil que estas aumenten lo suficiente de tamaño, como para separarse por gravedad, lo que si ocurriría si existieran gotas grandes y pequeñas.

1.4.4 Relación de Volumen de Fase. Incrementando el volumen de la fase dispersa se incrementa el número de gotas y/o tamaño de gota, el área interfacial y la tensión superficial. La distancia de separación también se reduce y esto

incrementa la frecuencia de colisión entre las gotas.

1.4.5 Temperatura. La temperatura tiene un efecto muy importante en la estabilidad de la emulsión. Incrementando la temperatura, se incrementa la difusión de las gotas, decrece la viscosidad de la fase externa, disminuye la película interfacial y modifica la tensión superficial, y consecuentemente, se facilita el rompimiento de la emulsión.

1.4.6 pH. La adición de ácidos o bases inorgánicas cambia radicalmente la formación de películas de asfaltenos y resinas que estabilizan las emulsiones agua/aceite.

Ajustando el pH se puede minimizar la estabilidad de la película, e incrementar la tensión superficial.

1.4.7 Edad. La edad incrementa la estabilidad de la emulsión, porque el tiempo permite que los surfactantes migren a la interfase de la gota. Esta película o piel alrededor de la gota, llega a ser más gruesa, más fuerte y más dura, a medida de transcurre el tiempo.

1.4.8 Salinidad de la salmuera. La concentración de la salmuera es un factor importante en la formación de emulsiones estables. La presencia de agua fresca o salmuera con baja concentración de sal, favorecen la estabilidad de las emulsiones.

1.4.9 Tipo de aceite. Los crudos con aceite de base parafínica, usualmente, no forman emulsiones estables, mientras que los crudos nafténicos y de base mixta si lo hacen. El tipo de crudo determina la cantidad y tipos de emulsificadores naturales.

1.4.10 Diferencia de densidad. La fuerza neta de gravedad que actúa en una gota es directamente proporcional a la diferencia en densidades entre la gota y la fase continua. Esto quiere decir, que a mayor diferencia de densidad entre las fases constituyentes de una emulsión, será más fácil su separación

2. SURFACTANTES

2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS SURFACTANTES

Desde el punto de vista comercial los surfactantes se clasifican según su aplicación. Sin embargo se observa que muchos surfactantes son susceptibles de ser utilizados en aplicaciones diferentes, lo que provoca confusiones.

Por tanto, se prefiere, clasificarlos de acuerdo a la estructura de su molécula, o más exactamente según la forma de disociación en el agua.

La estructura química de las porciones hidrófila y lipófila (hidrófoba) varían con la naturaleza del solvente (agua). Usualmente el grupo lipófilo es una cadena larga de hidrocarburo; el grupo hidrófilo es iónico o altamente polar. En las figuras 7-10 se esquematizan las clases de surfactantes dependiendo de la naturaleza del grupo hidrófilo, los cuales son:

2.1.1 Aniónicos. Su grupo hidrófilo está cargado negativamente. Si el medio iónico (agua) contiene sales de sodio o potasio (Na^+ o K^+), el surfactante se hace más soluble en agua y menos soluble en aceite. A este tipo pertenecen los sulfatos ($\text{R-O}^-\text{SO}_3^-$), los sulfonatos (R-SO_3^-), los fosfatos ($\text{R-O}^-\text{PO}_3^-$) y los fosfonatos (R-PO_3^-), donde R, representa el grupo lipófilo, soluble en aceite.

La producción de los surfactantes aniónicos representa alrededor del 55% de los surfactantes producidos anualmente en el mundo.

2.1.2 No iónicos. Están en el segundo rango por orden de importancia con un poco menos del 40% del total. Su grupo hidrófilo no ioniza en la fase acuosa. La afinidad por el agua se debe al oxígeno de la molécula, el cual se une al hidrogeno del agua. Algunos ejemplos de estos surfactantes son: los óxidos polietílicos ($\text{R-O}^-\text{[CH}_2\text{-CH}_2\text{]}_n\text{-OH}$) y los óxidos polipropílicos ($\text{R-O}^-\text{[CH}_2\text{-CH(CH}_3\text{)]}_n\text{-OH}$). Los surfactantes no iónicos son compatibles con compuestos iónicos y anfóteros.

El grupo hidrófobo es generalmente un radical alquilo o alquil benceno y a veces una estructura de origen natural como un ácido graso, sobre todo cuando se requiere una baja toxicidad.

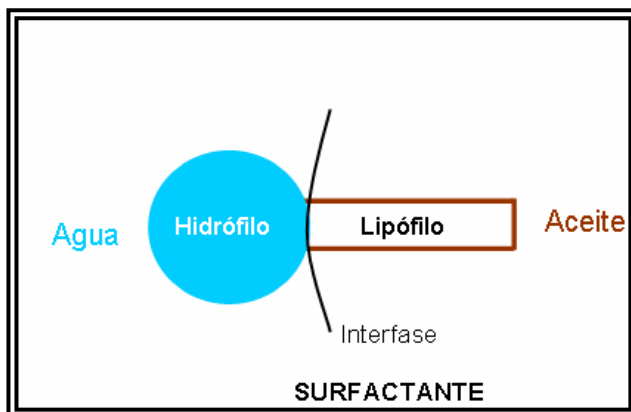
2.1.3 Catiónicos. Su grupo hidrófilo está cargado positivamente. Si el medio iónico (agua) contiene sales de cloro o bromo (Cl^- o Br^-), el surfactante se hace

más soluble en agua y menos soluble en aceite. Entre los surfactantes catiónicos más comunes están: las sales de amonio cuaternaria [aminas primarias $RN^+(CH_3)_3$, aminas secundarias $R_2N^+(CH_3)_2$ y aminas terciarias $R_3N^+(CH_3)$], sales bencilamonio y poliaminas aciladas.

La fabricación de estos surfactantes es mucho más cara que la de los anteriores y es por esta razón que no se les utilizan salvo en caso de aplicación particular, como cuando se hace uso de sus propiedades bactericidas o de su facilidad de adsorción sobre sustratos biológicos o inertes que poseen una carga negativa. Esta última propiedad hace que sean excelentes agentes antiestáticos, hidrofobantes, así como inhibidores de corrosión, y puedan ser utilizados tanto en productos industriales como para uso doméstico.

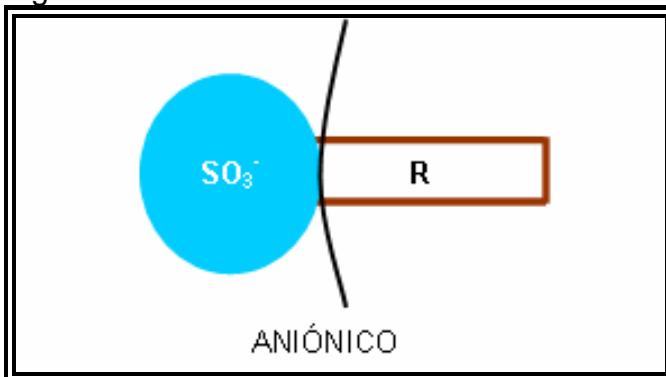
2.1.4 Anfóteros. Dependiendo de las condiciones del medio el grupo hidrófilo puede exhibir propiedades aniónicas, catiónicas o no iónicas.

Figura 7. Surfactante



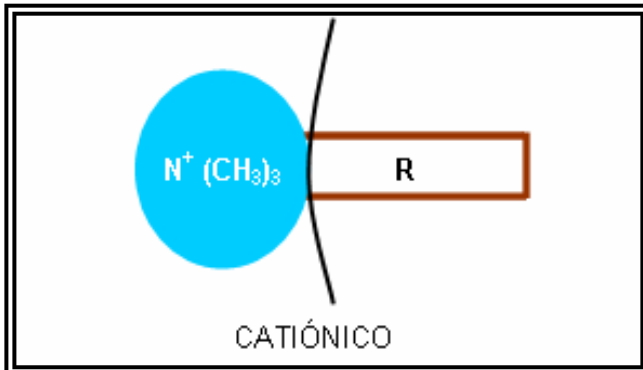
Fuente: www.firp.ula.ve. Jean louis Salager y Alvaro Fernandez. Cuaderno FRIP S301-PP. 2004.

Figura 8. Surfactante anionico



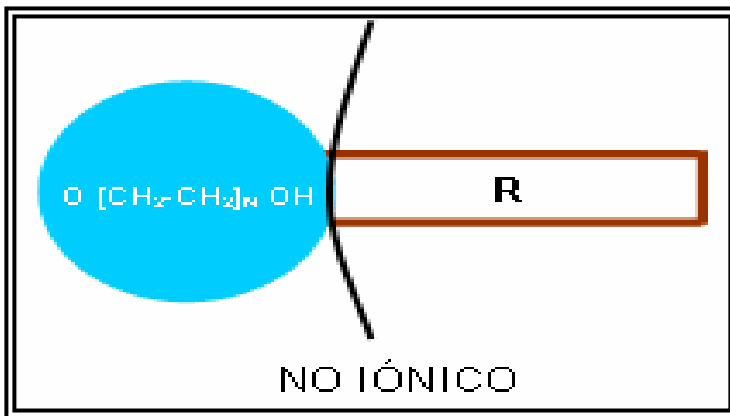
Fuente: www.firp.ula.ve. Jean louis Salager y Alvaro Fernandez. Cuaderno FRIP S301-PP. 2004.

Figura 9. Surfactante Cationico



Fuente: www.firp.ula.ve. Jean louis Salager y Alvaro Fernandez. Cuaderno FRIP S301-PP. 2004.

Figura 10. Surfactante no ionico



Fuente: www.firp.ula.ve. Jean louis Salager y Alvaro Fernandez. Cuaderno FRIP S301-PP. 2004.

2.2 NATURALEZA DEL SURFACTANTE

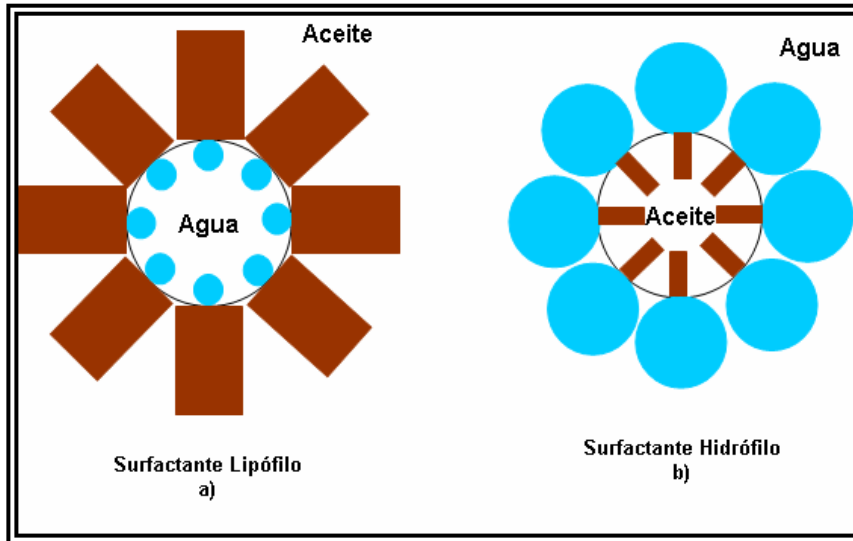
Con el fin de sistematizar el uso de los surfactantes para formular emulsiones, se ha establecido una escala de tensoactividad que se fundamenta en el balance hidrófilo-lipófilo (Hydrophile-Lipophile Balance: HLB)

La escala HLB se fundamenta en la correlación numérica empírica de las propiedades emulsionantes y solubilizantes del surfactante o tensoactivo con la clase de emulsión que forman.

La escala más útil y aceptada internacionalmente es la propuesta por Griffin que se define de cero a veinte. Un surfactante que posea un coeficiente $HLB = 20$ es 100% hidrófilo, afín con el agua. En cambio si el $HLB = 0$ significa que la

sustancia es 100% lipófila. En general, los surfactantes hidrófilos (HLB = 8 a 18) forman emulsiones inversas del tipo O/W, que significa que el aceite es la fase dispersa y el agua la fase continua. Por otra parte, los surfactantes lipófilos (HLB = 2 a 7) forman emulsiones normales del tipo W/O. (Figura 11)

Figura 11. Influencia del HLB en la formación de una emulsión, a) W/O y b) O/W



Fuente: www.firp.ula.ve. Jean louis Salager. Cuaderno FRIP S301-PP. 1992.

2.3 FENÓMENOS FUNDAMENTALES

Con excepción del poder bactericida de ciertos surfactantes, fenómeno del cual no hay una explicación absolutamente segura, se puede decir que todas las propiedades y usos de los surfactantes provienen de dos propiedades fundamentales de estas sustancias: de una parte, su capacidad de adsorberse a las interfaces y de otra parte su tendencia a asociarse para formar estructuras organizadas.

2.3.1 Adsorción. Todos los surfactantes poseen una molécula que presenta a la vez un grupo polar (o hidrofílico) y un grupo apolar (hidrofóbo o lipofílico).

El grupo *polar* es en general un grupo funcional que contiene heteroátomos (O, S, N, P), mientras que el grupo *apolar* es en la mayoría de los casos un hidrocarburo parafínico o alquil-aromático. La figura 12 muestra la estructura de un surfactante muy utilizado en los polvos para lavar: el Dodecil Benceno Sulfonato de Sodio.

Figura 12 Dodecil benceno sulfonato de sodio



Fuente: www.firp.ula.ve. Jean louis Salager. Cuaderno FRIP S301-PP. 1992.

En vista de su dualidad polar-apolar, una molécula de surfactante no puede satisfacer su doble afinidad ni en un solvente polar, ni en un solvente orgánico. Cuando una molécula de surfactante se coloca en una interfase agua-aire ó agua-aceite, ella puede orientarse de manera a que el grupo polar esté en el agua, mientras que el grupo apolar se ubica "fuera" del agua, en el aire o en el aceite. Desde un punto de vista energético, se puede decir que la energía libre de una molécula de surfactante a la interfase es inferior a la de una molécula solubilizada en el seno de una fase acuosa. La transferencia desde el seno de una fase acuosa a la interfase, llamada adsorción es por lo tanto espontánea.

La adsorción de un surfactante en una superficie gas-líquido o en una interfase líquido-líquido, produce en general una reducción de la tensión superficial o interfacial, de donde el nombre "tensoactivo". La tensión es responsable de la curvatura de las interfases, de la formación de gotas, de un gran número de inestabilidades capilares y de numerosos fenómenos de estabilización de interfases. Las fuerzas capilares involucradas pueden ser considerables y se pueden encontrar aplicaciones en la fabricación de adhesivos, la recuperación mejorada de petróleo, la colocación de una monocapa protectora, la contracción de capas de petróleo flotando, etc.

El descenso de la tensión favorece la deformación y la ruptura de una interfase, la formación de sistemas dispersos como las emulsiones o las espumas, la movilización del petróleo residual, la limpieza industrial, etc.

La adsorción de surfactantes no se limita a las interfases fluido-fluido. Ella se produce también en las interfases líquido-sólido, y eventualmente gas-sólido. La fuerza motriz de la adsorción en una interfase líquido-sólido puede incluir uno o varios de los efectos siguientes: atracción polar por la presencia de cargas eléctricas en el sólido, efecto hidrofóbo, formación de estructuras de baja energía, así como algunos otros efectos de menor interés.

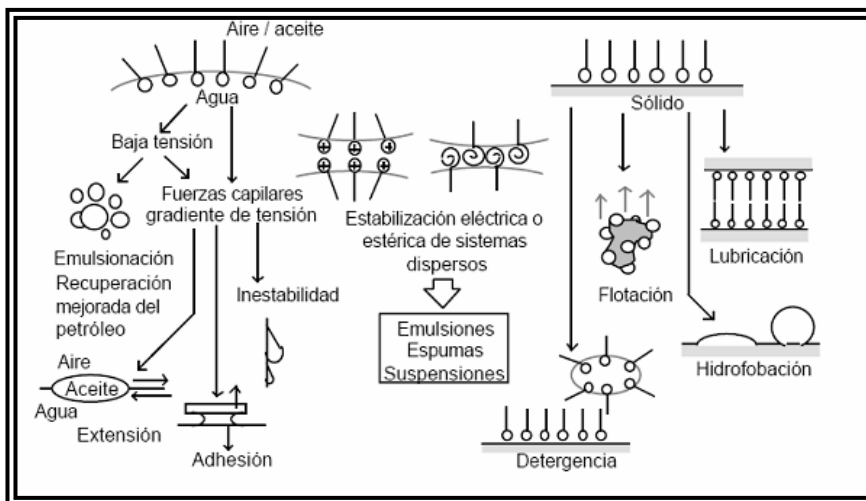
Cualquiera sea el caso, siempre es la presencia de una capa (en general monocapa) de surfactante a la interfase que es responsable de un cierto número de fenómenos utilizados en las aplicaciones (figura.13).

La adsorción de surfactantes iónicos permite producir un efecto antiestático. Si el balance de cargas adsorbidas no alcanza la neutralidad, las superficies tienden a

repelerse, lo cual constituye un mecanismo de estabilización de sistemas dispersos. El impedimento estérico producido por moléculas de surfactante adsorbidas puede ser también responsable de la estabilización de muchos sistemas dispersos.

La adsorción de surfactantes en las interfaces puede modificar los equilibrios trifásicos sólido-fluido-fluido y conducir a la extensión en forma de una monocapa o al cambio de mojabilidad de una superficie, fenómenos que son ampliamente utilizados en procesos industriales tales como la hidrofiliación y la hidrofobación, la flotación, el secado, la lubricación, la detergencia, etc.

Figura 13 Fenómenos relacionados a la adsorción



Fuente: www.firp.ula.ve. Jean louis Salager. Cuaderno FRIP S301-PP. 1992.

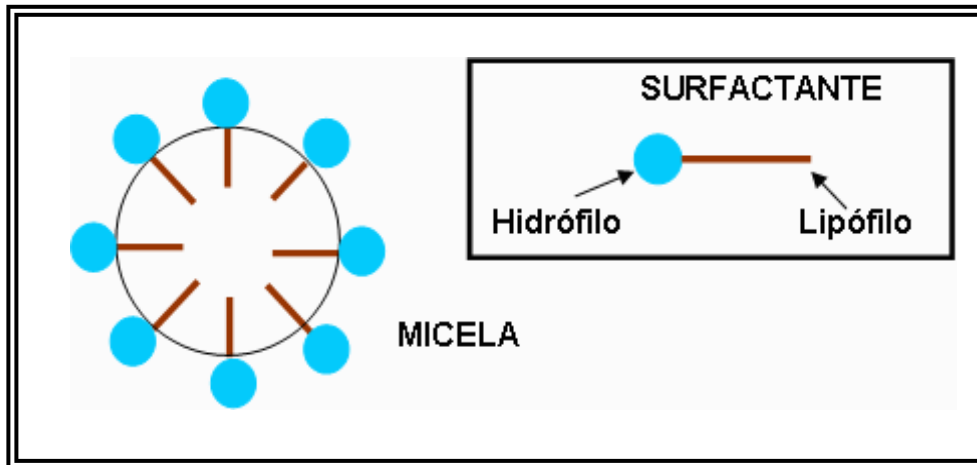
2.3.2 Asociación. A medida que se adiciona surfactante al sistema agua-aceite, sus moléculas se van adsorbiendo en la interfase, con su porción hidrófila orientada hacia el agua, y su porción lipófila orientada hacia el aceite. La tensión interfacial se va reduciendo entonces por el aumento de las interacciones a través de la interfase.

Al tiempo que la mayoría de las moléculas del surfactante cubren toda el área interfacial, algunas moléculas que se dispersan en el seno de cualquiera de las fases, según su afinidad preferencial, se agrupan en conglomerados tridimensionales denominados micelas.

Cuando a una solución (acuosa por ejemplo) se le añade cada vez más surfactante, este comienza por adsorberse a las interfaces disponibles, luego su concentración en forma monomolecular aumenta hasta que se forman las primeras micelas.

La micela es un polímero de asociación en el cual el surfactante alcanza una posición favorable. En solución acuosa la fuerza motriz principal que favorece la formación de micelas es el efecto hidrófobo, es decir, la sustracción de la parte apolar del surfactante del contacto con las moléculas del agua y la formación de un contacto más favorable desde el punto de vista energético con las partes apolares de otras moléculas de surfactante.

Figura 14. Micela



Fuente: www.firp.ula.ve. Jean louis Salager. Cuaderno FRIP S301-PP. 1992.

La organización molecular y forma de las micelas depende de: la estructura intermolecular (continuidad y flexibilidad de las cadenas del surfactante) y las fuerzas intermoleculares (eléctricas o estéricas).

Las micelas pueden tener diversas formas, entre ellas, esférica, cilíndrica laminar. (ver figura17).

La micelización es entonces un tipo de microprecipitación en la cual el surfactante se sustrae parcialmente de la fase acuosa. La analogía con un fenómeno de precipitación está reforzada por el hecho de que la micelización se produce a una concentración particular (llamada "concentración micelar crítica" o CMC). Sin embargo es conveniente considerar una solución micelar como un coloide y no como una dispersión, ya que el tamaño de las micelas es del orden de 50 a 100 Å. Las soluciones micelares presentan propiedades relativamente similares a las soluciones de polímeros, otros coloides lipofílicos.

La estructura, forma y concentración de las micelas determinan las características de la solución acuosa, tales como su viscosidad y solubilidad. En general, al superarse la concentración micelar crítica, propiedades de la emulsión, entre ellas la conductividad eléctrica, el punto de congelamiento y la solubilidad del surfactante, varían notablemente. La tensión interfacial se mantiene prácticamente constante por encima de la CMC (figura 15), lo cual sugiere que las micelas no

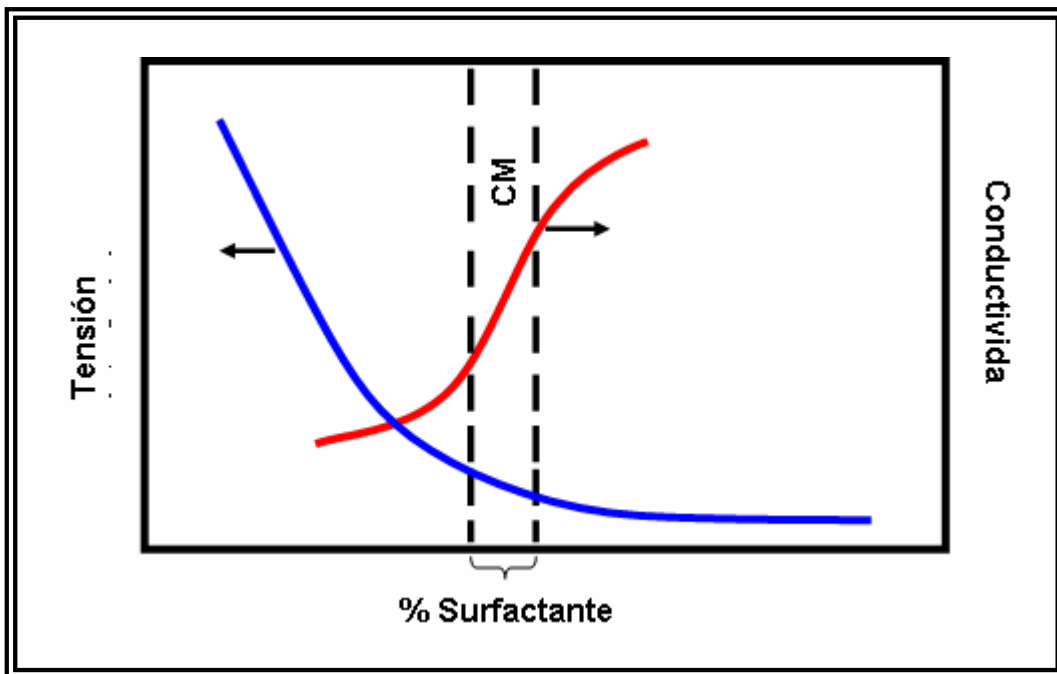
reducen la tensión interfacial, mas bien actúan como reservas de moléculas de surfactante listas a intervenir en cuanto haya déficit en la interfase.

El fenómeno de la micelización se produce como un compromiso entre dos tipos de efectos: los efectos que tienden a favorecer la formación de una micela, particularmente el efecto hidrófobo, que aumenta con el tamaño de la cadena hidrocarbonada del surfactante. De otra parte, los efectos que tienden a oponerse a la formación de una micela, tal como la repulsión entre los grupos hidrofílicos, particularmente importante en el caso de surfactantes iónicos. La presencia de un alcohol que se intercala entre las moléculas de surfactante en la interfase, o la adición de electrólitos que produce un efecto de pantalla que reduce el campo eléctrico intermolecular, reduce las fuerzas repulsivas y por este efecto favorece la micelización.

Los efectos que favorecen la micelización producen un descenso de la CMC y viceversa. Se ha hablado sólo de micelas en medio acuoso, pero se puede considerar que los mismos fenómenos se producen en medios apolares, bien que en forma diferente.

Las micelas son responsables de una propiedad fundamental de las soluciones de surfactantes: su poder solubilizante.

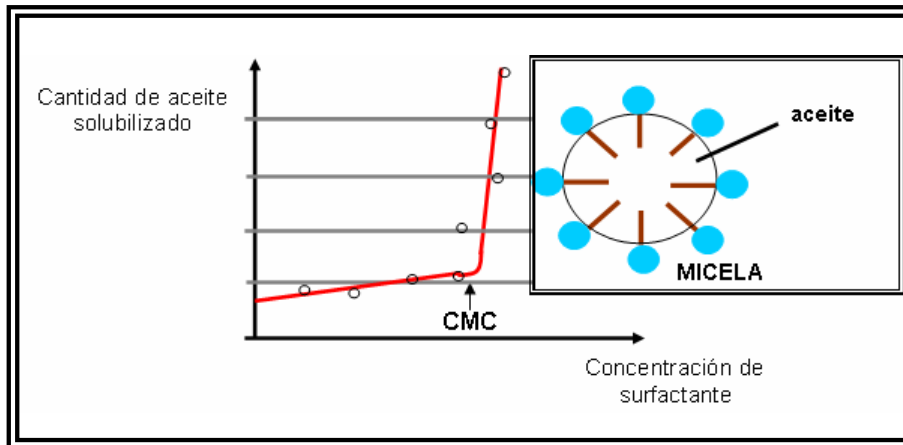
Figura 15. Efecto de la concentración micelar crítica en la tensión interfacial y la conductividad.



Fuente: www.firp.ula.ve. Jean louis Salager. Cuaderno FRIP S301-PP. 1992.

La figura 16 muestra la variación de la concentración de hidrocarburo solubilizado en una solución de surfactante en función de la concentración de este último. A partir de la CMC, la solubilización aumenta considerablemente, ya que el hidrocarburo penetra dentro del corazón de las micelas.

Figura 16 Solubilización micelar



Fuente: www.firp.ula.ve. Jean louis Salager. Cuaderno FRIP S301-PP. 1992.

La solubilización micelar puede producirse por diversos mecanismos. Ella permite "disolver" aceite en agua o viceversa, lo que es de gran interés para diversos tipos de aplicaciones tales como la detergencia, la vectorización de medicamentos, la separación y la extracción selectiva.

En ciertos casos la solubilización puede ser considerable y se observan sistemas llamados "microemulsiones". El término microemulsión se ha escogido mal ya que se puede pensar que se trata de una (macro) emulsión compuesta de (micro) gotas. Este no es el caso general y es mejor considerar una microemulsión como una solución micelar en la cual las micelas están hinchadas y se tocan entre ellas. En realidad, se encuentran micelas y micelas inversas en coexistencia, a menudo en una estructura bicontinua.

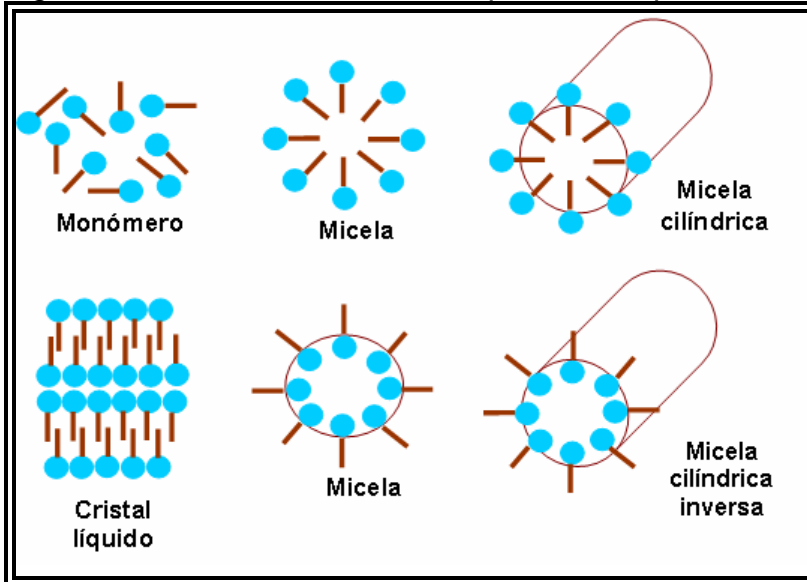
A veces el tipo de surfactante favorece la formación de una estructura estratificada plana llamada cristal líquido que posee propiedades birefringentes utilizadas en pantallas planas.

Estas estructuras y otras menos organizadas tienden a inmovilizar grandes cantidades de solvente para formar geles. (ver figura 17).

Ciertos surfactantes de origen natural, tales como los fosfolípidos, tienden a formar estructuras bidimensionales de tipo membrana bicapa.

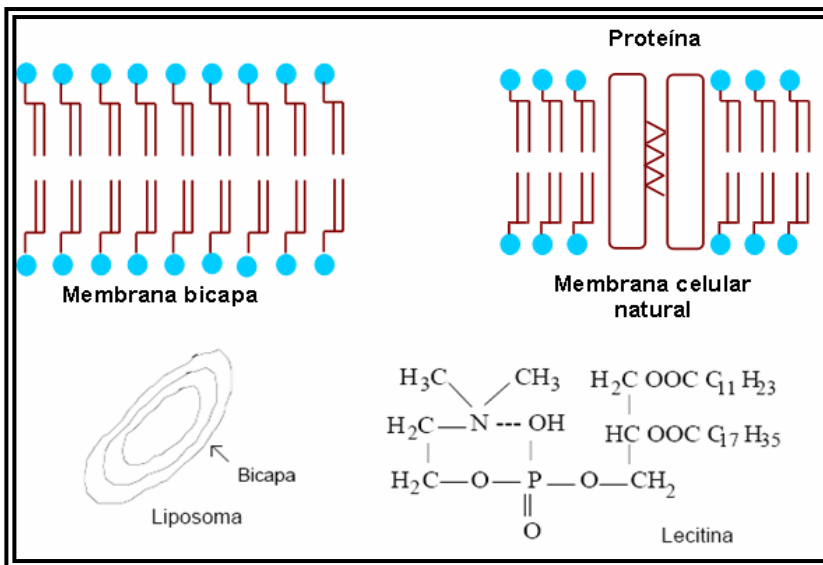
La figura 18 muestra la forma como las moléculas de fosfolípidos de tipo lecitina, se agrupan en una bicapa. Las membranas celulares contienen además proteínas.

Figura 17. Diferentes estructuras producidas por la asociación de surfactantes



Fuente: www.firp.ula.ve. Jean louis Salager. Cuaderno FRIP S301-PP. 1992.

Figura 18. Asociación bidimensional de fosfolípidos para formar membranas, microcápsulas y liposomas.



Fuente: www.firp.ula.ve. Jean louis Salager. Cuaderno FRIP S301-PP. 1992.

Cuando se somete a agitación ultrasónica una dispersión de fosfolípidos, se pueden fabricar microcápsulas agua en agua, a veces agrupadas en varias capas concéntricas, llamadas "liposomas". La microencapsulación liposómica posee un

interés considerable y podría revolucionar la vectorización de ciertos medicamentos.

SURFACTANTES EN LA INDUSTRIA PETROLERA

La industria petrolera debe enfrentar los problemas provocados por los fenómenos interfaciales desde las operaciones de perforación hasta el condicionamiento de los productos acabados.

Una de las operaciones industriales donde los surfactantes aparecen como un producto milagroso es la deshidratación de crudo. En efecto, el petróleo llega a la superficie bajo forma de una emulsión agua en aceite, y es por lo tanto indispensable eliminar el agua hasta un máximo de 1% BSW.

Esta eliminación se realiza en un aparato de deshidratación que pone en juego las fuerzas de sedimentación (calentamiento, campo electrostático) pero también la formulación fisicoquímica o a través de los productos deshidratantes o desemulsionantes. Estos productos son surfactantes poliméricos de tipo hidrofílicos, capaces de combinarse con los surfactantes naturales (asfaltenos, resinas), para obtener una formulación apropiada a la cual la emulsión se romperá más rápidamente.

La acción del desemulsionante es a veces misteriosa y su escogencia como su dosificación ha estado largo tiempo reservado al campo de algunos expertos y de numerosos vendedores. Hoy ya no es así, y se puede abordar el problema de los agentes deshidratantes de manera casi cuantitativa.

Los surfactantes se utilizan en muchos otros casos de interés para la industria petrolera, algunos de los cuales se tratan en otras secciones como la acción inhibidora de la corrosión de los surfactantes catiónicos, y el poder bactericida que se utiliza en el agua reinyectada o en los tanques de almacenamiento.

La aplicación recién más importante es el acondicionamiento emulsionado de los crudos pesados.

Otros productos con excelente potencial de desarrollo son las emulsiones asfálticas, bien sea como concreto asfáltico de carreteras, bien sea como recubrimiento o pintura aislante, bien sea mezclado con polímeros para mantas protectoras o impregnados.

En lo que concierne a los productos acabados (gasolinas, combustible, aceites lubricantes) contienen numerosos aditivos, usados muy a menudo por sus propiedades surfactantes: detergentes, solubilizantes, dispersantes, antiestáticos, inhibidores de corrosión, etc.

3. FLUIDOS DE YACIMIENTO

3.1 TIPOS DE HIDROCARBUROS

Existe dentro de la industria petrolera una clasificación en la cual se distinguen cinco tipos de fluidos de yacimiento a saber: Los aceites negros, los gases húmedos, los gases secos, los gases retrógrados y los aceites volátiles.

El tipo de fluido es un factor muy importante en todas las decisiones que se tomen dentro del desarrollo de un yacimiento, tales como el tipo y tamaño de los equipos de superficie, el procedimiento para calcular reservas de gas y aceite, el diseño del plan de depleción, el método de recobro mejorado, etc.

Un aspecto muy importante dentro de la clasificación de los anteriores tipos de fluidos es la forma de identificarlos, reconocerlos y diferenciarlos.

El tipo de fluido de yacimiento solo puede ser confirmado por estudios de laboratorio. No obstante, la información de producción disponible usualmente da una primera aproximación del tipo de fluido del yacimiento. Sin embargo, de acuerdo a la experiencia en campo, se han establecido ciertas reglas que permiten la identificación de dichos tipos de fluido, siendo tres propiedades básicamente las que colaboran en esta tarea desde el inicio de la producción: La tasa inicial de producción gas – aceite, la gravedad API y el color del líquido en el tanque.

A manera de resumen, se elaboró la siguiente tabla (tabla 1), que menciona las características más sobresalientes de cada un de los cinco tipos de fluido existentes:

Tabla 1. Composición molar y otras propiedades de los diferentes tipos de fluido monofásicos encontrados en yacimiento.

Componente	Aceite Negro	Aceite Volátil	Gas Retrógrado	Gas Seco	Gas Húmedo
Metano	48.83 %	64.36 %	87.07 %	95.85 %	86.67 %
Etano	2.75 %	7.52 %	4.39 %	2.67 %	7.77 %
Propano	1.93 %	4.74 %	2.29 %	0.34 %	2.95 %
Butano	1.60 %	4.12 %	1.74 %	0.52 %	1.73 %
Pentano	1.15 %	2.97 %	0.83 %	0.08 %	0.88 %
Hexano	1.59 %	1.37 %	0.60 %	0.12 %	0 %
Heptano-plus	42.15 %	14.92 %	3.80 %	0.42 %	0 %
Total % Molar	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Peso molecular Heptano-plus	225	181	112	157	
GOR (SCF/STB)	625		18200	105000	Infinito
Gravedad API	34.3 ^o	50.1 ^o	60.8 ^o	54.7 ^o	> 60
Color	Negro Verdoso	Naranja natural	Pajizo Claro	Cristal Agua	

Fuente: Diplomado de Facilidades de Superficie. M.Sc. Ruth Paez Capacho

3.1.1 Aceites Negros. Los aceites negros consisten de una amplia variedad de componentes químicos que incluyen moléculas grandes, pesadas y no volátiles. El diagrama de fases de este tipo de aceites, abarca un amplio rango de temperaturas, y dentro de él se observa que el punto crítico se encuentra por encima de la pendiente del domo de fase.

El nombre de Aceite Negro es engañoso, pues el color de este tipo de fluidos no siempre es negro. Aparte de Aceites Negros, este tipo de fluidos también se conoce con el nombre de “Aceites crudos de baja merma” o “Aceites ordinarios”.

El diagrama de fases típico de un Aceite Negro se muestra en la figura 19. Las líneas que se encuentran dentro de la envolvente representan volúmenes constantes de líquido medidos en porcentaje total de volumen y son llamadas “isovolumétricas” o “líneas de calidad”. Cabe anotar que la distribución de las isovolumétricas es uniforme dentro de dicha envolvente.

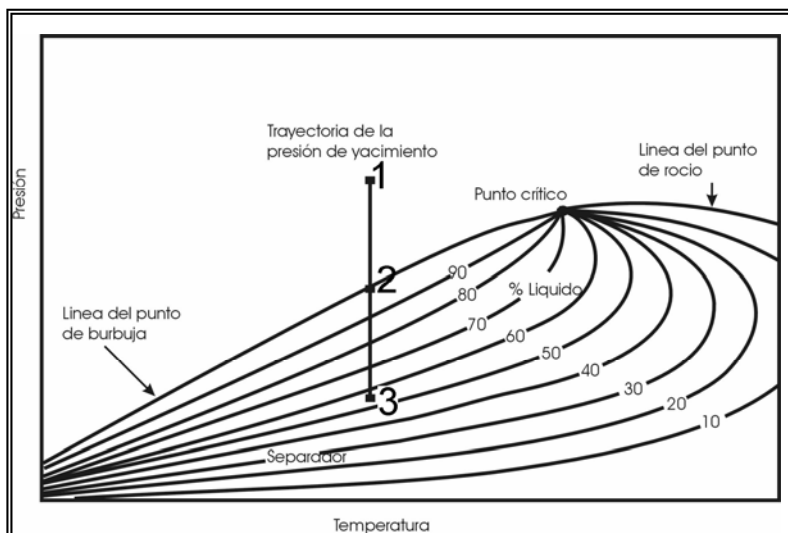
La línea vertical 1-2-3 muestra la reducción de presión a una temperatura constante que ocurre en el yacimiento durante la producción. Igualmente se observa dentro de la envolvente el punto que indica las condiciones de presión y temperatura del separador. Cuando la presión del yacimiento cae en cualquier

lugar a lo largo de la línea 1-2, se dice que el aceite está bajo-saturado. Esta palabra es usada en este sentido para indicar que el aceite podría disolver más gas si éste estuviera presente. Si la presión del yacimiento está en el punto 2, el aceite está en su punto de burbuja y se dice que está saturado. El aceite contiene tanto gas como éste puede disolver. Una reducción en la presión liberará gas para formar una fase de gas libre en el yacimiento.

A medida que la presión del yacimiento declina a lo largo de la línea 2-3, gas adicional es liberado en el yacimiento. El porcentaje de volumen de gas será entonces 100% menos el porcentaje de líquido. El agua está siempre presente en un yacimiento de petróleo, pero su estudio no es incluido en este proyecto.

Se puede decir que el aceite está saturado en cualquier punto de la línea 2-3. El punto de burbuja (punto 2), es un caso especial de saturación en el cual la primera burbuja de gas se forma. Desafortunadamente la palabra saturado es usada a menudo para referirse al punto de burbuja. El gas adicional se libera del aceite mientras éste viaja del yacimiento a superficie. Esto causa alguna merma del aceite. De todas formas, las condiciones de separador mostradas en la envolvente llegan a ser buenas, indicando que una cantidad relativamente grande de líquido llega a superficie.

Figura 19. Diagrama de fases de un aceite negro.



Fuente: Diplomado de Facilidades de Superficie. M.Sc. Ruth Paez Capacho

Los aceites negros son caracterizados por tener una tasa inicial de producción gas-aceite inferior a 2000 SCF/STB. La tasa de producción gas-aceite aumentará durante la producción, cuando la presión del yacimiento cae por debajo de la presión del punto de burbuja del aceite. El aceite del tanque usualmente tiene una gravedad menor de 40° API. La gravedad API en el tanque decrece ligeramente con el tiempo, hasta el final de vida del yacimiento cuando ésta incrementa. El

aceite en el tanque es muy oscuro, a menudo negro y algunas veces con un matiz verduzco o marrón, que indican la presencia de hidrocarburos pesados.

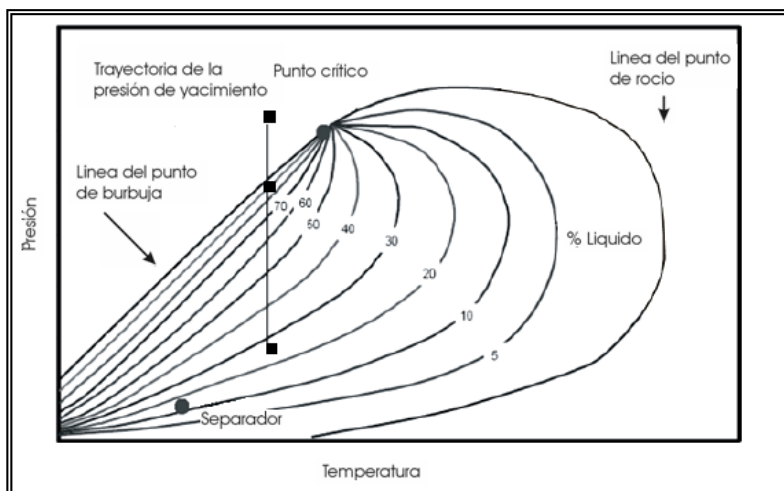
3.1.2 Aceites Volátiles. Los Aceites Volátiles contienen relativamente pocas moléculas pesadas y más intermedias (definidas entre el etano y los hexanos). Son también conocidos con el nombre de aceites crudos de alta merma. A menudo, cerca de la mitad del líquido producido en el tanque durante la vida de un yacimiento de Aceite Volátil está en el fondo del pozo como gas. Esta situación causa que las ecuaciones de balance de materia no sean válidas para aceites volátiles.

La línea divisoria entre un Aceite Volátil y un Aceite Negro es un tanto arbitraria. La diferencia depende en gran parte del punto al cual las ecuaciones de balance de materiales empiezan a tener una inexactitud considerable; No ocurre lo mismo con la diferenciación entre el Volátil y el Retrógrado, ya que para que un fluido sea volátil, su temperatura crítica debe ser mayor que la temperatura del yacimiento.

Los Aceites Volátiles son identificados porque tienen relación gas-aceite inicial entre 2000 y 3200 SCF/STB. La relación gas-aceite aumenta a medida que la presión del yacimiento cae por debajo de la presión del punto de burbuja del aceite.

La gravedad del aceite en el tanque es usualmente mayor a los 40° API y aumenta durante la producción a medida que la presión baja por debajo del punto de burbuja. Dicho tipo de aceite presenta un aspecto coloreado (normalmente marrón, naranja o verde) en el tanque.

Figura 20: Diagrama de fases de un aceite volátil



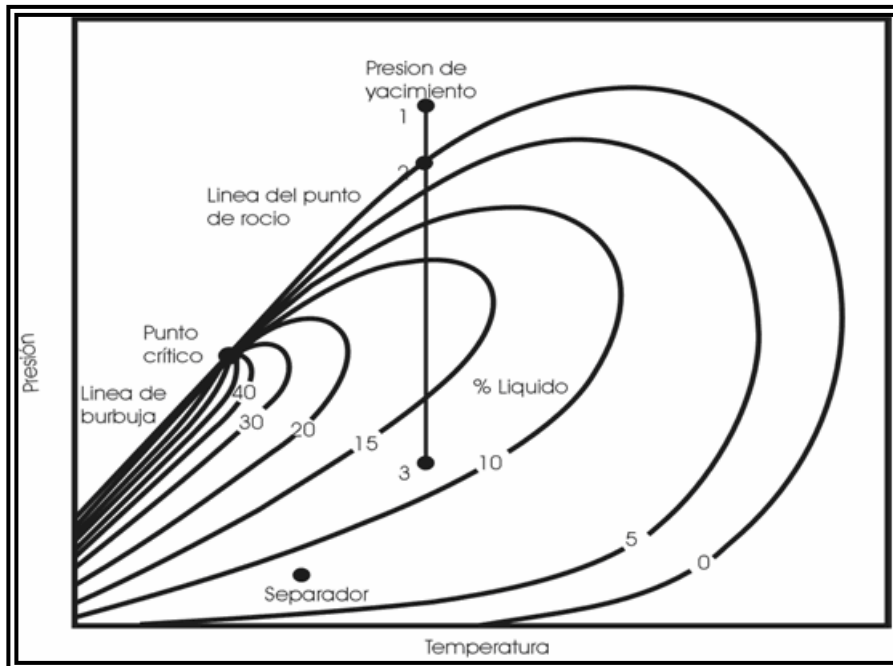
Fuente: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Ph.D Freddy Humberto Escobar.

3.1.3 Gases Retrógados. Los Gases Retrógados son también llamados Gases Condensados Retrógados, Gases Retrógados Condensados, Gases Condensados o Condensados simplemente. El uso de la palabra condensado en el nombre de este fluido de yacimiento conduce a mucha confusión. Inicialmente, el fluido es gas en el yacimiento y presenta comportamiento retrógado. Por lo anterior, el nombre correcto es Gas Retrógado. El líquido producido en el tanque proveniente de yacimientos de Gas Retrógado a menudo es llamado Condensado. El líquido producido en el yacimiento se denomina de igual forma, pero es mejor diferenciarlo con el nombre de Líquido Retrógado. Una relación gas-aceite de producción inicial de 3300 a 5000 SCF/STB indica un Gas Retrógado muy rico, el cual condensará el líquido suficiente para saturar el 35% o más del volumen del yacimiento. Igualmente esta cantidad de líquido rara vez fluiría si se condensa en yacimiento y normalmente no podrá ser producido si es el caso de un yacimiento de Gas Retrógado cuyas condiciones se encuentren lejos a las del punto crítico, no ocurriendo lo mismo con el gas producido en superficie que es muy rico en hidrocarburos intermedios y a menudo es procesado para remover propano líquido, butanos, pentanos e hidrocarburos mas pesados.

El diagrama de fases de un Gas Retrógado es un poco más pequeño que el de los aceites, y el punto crítico está ubicado más abajo y al lado izquierdo del envolvente comparado con los Aceites Negros y Volátiles, como se puede observar en la figura 21. Estos cambios obedecen a los Gases Retrógados, los cuales contienen menos hidrocarburos pesados que los demás aceites.

El diagrama de fases de un Gas Retrógado, tiene una temperatura crítica menor que la temperatura del yacimiento y una cricondenterma mayor que la misma. Inicialmente el Gas Retrógado es totalmente gas en el yacimiento, representado en el punto 1. Como la presión del yacimiento decrece, el gas retrógado presenta un punto de rocío (punto 2). A medida que la presión continua siendo reducida, se condensa líquido a partir del gas, para formar el líquido libre en el yacimiento que normalmente no fluye y no podrá ser producido.

Figuras 21. Diagrama de fases de un gas retrogrado



Fuente: Diplomado de Facilidades de Superficie. M.Sc. Ruth Paez Capacho

La trayectoria de la presión del yacimiento en el diagrama de fases, indica que a una presión baja, el líquido comienza a revaporizarse. Esto ocurre en el laboratorio, sin embargo probablemente no ocurre en alto grado en el yacimiento, porque durante la producción la composición total del fluido del yacimiento cambia.

3.1.4 Gases Húmedos. La palabra húmedo en el Gas Húmedo no significa que el gas está húmedo con agua, sino que se refiere al hidrocarburo líquido el cual se condensa a condiciones de superficie. En realidad, el gas del yacimiento está normalmente saturado con agua.

El diagrama de fases completo de una mezcla de hidrocarburos de moléculas predominantemente más pequeñas, está situado por debajo de la temperatura de yacimiento, como lo ilustra figura 22 que corresponde al comportamiento típico de un Gas Húmedo.

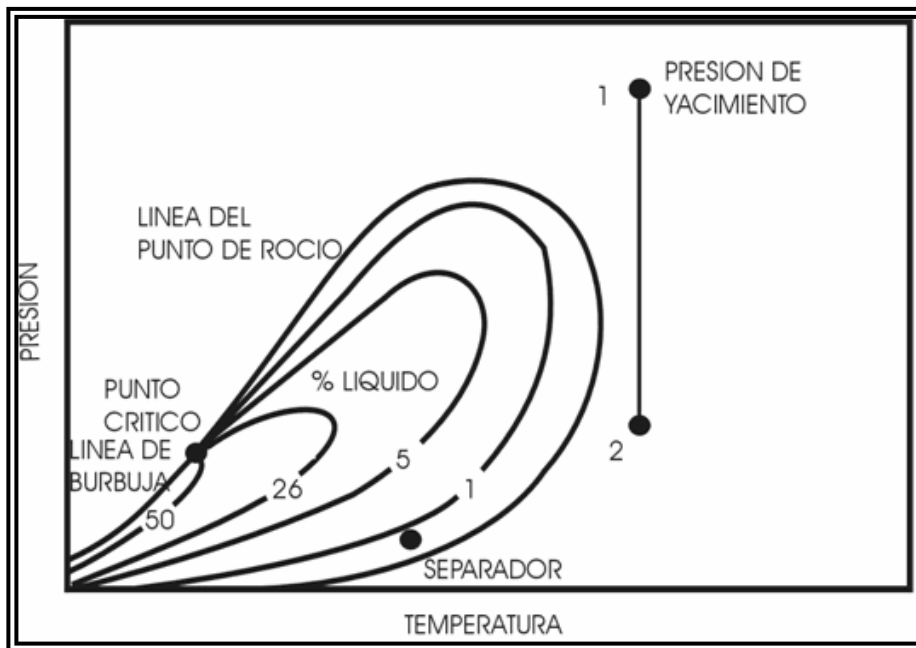
Este tipo de fluidos existirá siempre como gas en el yacimiento, durante toda la historia de producción y la correspondiente caída de presión del yacimiento.

La trayectoria de la presión a lo largo de la línea 1-2, no entra dentro de la envolvente, ocasionando que ningún líquido sea formado en el yacimiento. Sin embargo, las condiciones de separador caen dentro de la envolvente causando la formación de líquido en superficie.

El líquido en superficie normalmente es llamado condensado y el gas del yacimiento algunas veces es llamado gas condensado. Esto normalmente conlleva a una confusión entre gases húmedos y gases retrógrados.

Los gases húmedos producen líquidos en el tanque con el mismo rango de gravedades API que los líquidos provenientes de los gases retrógrados. Sin embargo, la gravedad API del líquido en el tanque no cambia durante la vida del yacimiento de Gas Húmedo. El líquido del tanque es normalmente transparente. Los gases húmedos tienen relaciones gas-aceite de producción muy altas, y estas permanecerán constantes durante la vida productiva del yacimiento. Para propósitos de ingeniería, un gas que produzca más de 50000 SCF/STB puede ser tratado como si fuera un gas húmedo.

Figura 22. Diagrama de fases de un gas húmedo.



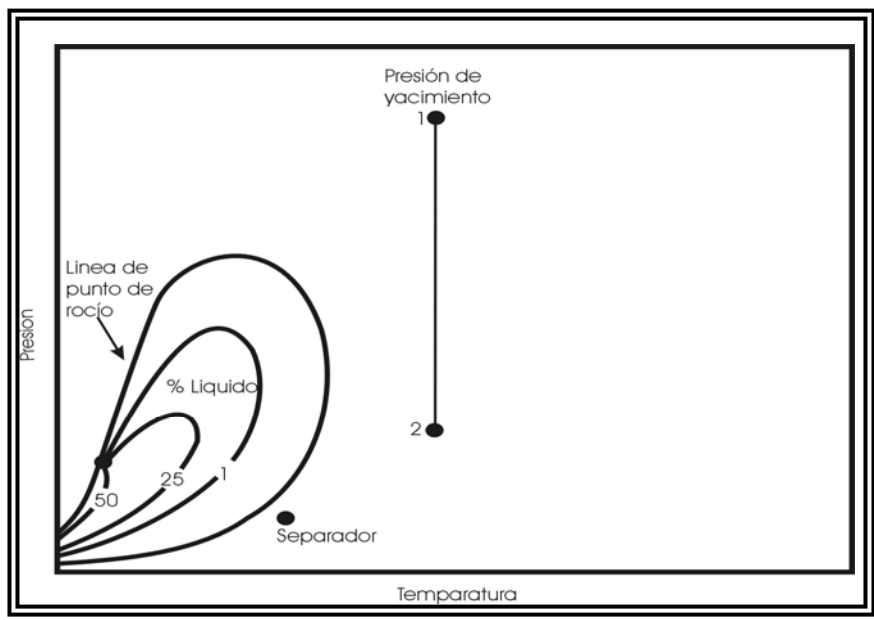
Fuente: Diplomado de Facilidades de Superficie. M.Sc. Ruth Paez Capacho

3.1.5 Gases Secos. La palabra seco en el Gas Seco indica que el gas no contiene ningún tipo de moléculas pesadas de las que conforman los hidrocarburos líquidos en la superficie. Usualmente algo de agua líquida es condensada en superficie.

Un yacimiento de Gas Seco es llamado simplemente un yacimiento de gas. Lo anterior conlleva a confusiones, porque los yacimientos de Gas Húmedo algunas veces son llamados yacimientos de gas. Adicionalmente un Gas Retrógrado existe también inicialmente como gas en el yacimiento.

El Gas Seco está compuesto principalmente por metano y posee algunos hidrocarburos intermedios. La figura 23 muestra que la mezcla de hidrocarburos es solamente gas en el yacimiento y que a condiciones normales de separador en superficie cae fuera de la envolvente. De esta forma, el líquido no es formado en la superficie.

Figura 23. Diagrama de fases de un gas seco



Fuente: Diplomado de Facilidades de Superficie. M.Sc. Ruth Paez Capacho

4. TEORÍA SEPARACIÓN DE FASES

La deshidratación concierne con la reducción, remoción, ruptura o impedimento de la estabilización de las películas protectoras, unión de los glóbulos (Coalescencia) y separación gravitacional del agua y del aceite en un tiempo de residencia relativamente corto.

Si el contenido de sal en el crudo, después de deshidratado, alcanza valores que perjudican su venta, se acude entonces al proceso de desalación.

La desalación es la dilución del agua salada de formación que acompaña la emulsión, en la cual se usa un cierto porcentaje de agua fresca (menor del 7%).

La mezcla luego es tratada y el agua separada. La fase acuosa resultante contiene aproximadamente partes proporcionales de agua de formación y de agua agregada. Ambos, la deshidratación y la desalación liberan al crudo de los contaminantes asociados con el agua de formación.

4.1 SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL

El término “gravedad diferencial” significa diferencia en gravedad específica o diferencia de densidad entre agua y el aceite. El agua salada de formación tiene una gravedad específica mayor (más densidad) y por esto se separa y se decanta en el fondo del recipiente que contenga al petróleo contaminado. Su decantación o separación gravitacional es efectiva después de que la emulsión ha sido rota por algún medio y consecuentemente separando el agua no emulsionada o agua libre. Si la película protectora o la carga eléctrica que son los que estabilizan los glóbulos no son neutralizadas, cualquier decantación que tenga lugar ocurre a una velocidad demasiado baja.

Para que ocurra un rápido decantamiento, además de la condición anterior, es importante que en los tanques no existan movimientos que disturben el mecanismo de separación. Por esto, hay que evitar la liberación de gas; porque al subir este a la superficie, impide el movimiento hacia abajo de los glóbulos de agua.

El calor influye sobre la viscosidad ayudando a acelerar la decantación. Por esta razón la emulsión se calienta antes de que sea puesto en reposo.

La rata de decantación en una emulsión agua – aceite puede ser calculado por la ley de Stokes:

$$V = K \frac{r^2 (\rho_w - \rho_0)}{u}$$

Donde:

V = velocidad de decantación, cm/seg.

r = radio de las gotas, cm.

ρ_w = densidad del agua, gr/cm^3

ρ_0 = densidad del aceite, gr/cm^3

K = constante que se determina experimentalmente.

u = viscosidad de la fase continua. Centipoise, cp.

Asumiendo valores razonables para las variables, partículas de agua con tamaño de $4.3 * 10^{-4}$ cm tendrán una velocidad de asentamiento de 10^{-4} cm/seg, o alrededor de 6 pisos en 500 horas (0.3 pies/día). El tiempo necesario para que los glóbulos dispersos se separen depende de variables como la viscosidad, densidades del aceite y del agua, cantidad de turbulencia en el tanque de reposo, velocidad del fluido moviéndose hacia arriba y del tamaño de los glóbulos.

Existen cuatro sitios en el campo donde la decantación es básica para la separación del aceite y el agua:

1. Tanques de lavado.
2. Separadores de Agua libre.
3. Tanques de almacenamiento.
4. Piscinas de separación de crudo.

4.2. COALESCENCIA

Haciendo caso omiso del proceso usado ya sea en la deshidratación o en la reducción de la sal a niveles aceptables, existe un límite mínimo de agua remanente bajo del cual cualquier intento de disminución resulta antieconómico. Es la acción de la coalescencia o unión de glóbulos para formar otro de mayor tamaño, la que determina principalmente este límite. Esto a causa de que a medida que se avanza en la deshidratación, el número de glóbulos de agua en el volumen total de aceite tratado tiende a disminuir. La distancia entre ellos aumenta y existe menos oportunidad para que ellas se encuentren y se logre la coalescencia. Este punto, en el cual la deshidratación es efectiva, es finalmente alcanzado, a causa de que sin coalescencia no hay gotas que sufran decantación

en un tiempo de reposo económicamente aceptable. Cualquier método que tienda a inducir estas partículas a unirse, permite aumentar la capacidad de separación Aceite-Agua y disminuir el remanente a valores menores de los especificados en la venta del crudo.

Normalmente la combinación del añejamiento y el tratamiento afecta en un alto porcentaje la remoción de las partículas grandes. La tabla 2 compara la velocidad de asentamiento, basándose en la ley de Stokes, con un tamaño dado del glóbulo en un crudo particular de 40° API. Cualquier turbulencia creada en la sección de decantación materialmente afectará estos resultados.

Además del efecto del tamaño de las partículas, los valores de la velocidad de decantación refleja la acción de la temperatura. Al aumentar de 110° F a 160° F la velocidad se incrementa en cerca de 17%. Beneficios adicionales se logran con inyección del químico.

Tabla 2. Velocidad de decantación Ft/S.

Temp de tratamiento °F	Tamaño de las partículas de la fase dispersa en pulgadas				
	0,25	0,2	0,15	0,1	0,5
110	48,8	31,2	17,6	7,8	1,96
130	51,6	33	18,6	9,2	2,06
160	57,2	36,6	20,6	9,2	2,28

Fuente: Journal of The Institute of Petroleum. June 1965

La coalescencia es ayudada a realizarse por inyección de agua fresca en la línea de crudo después de los calentadores. El volumen de agua fresca inyectada depende principalmente de la concentración de la salmuera. Comúnmente se inyecta una cantidad equivalente que oscila entre 3% y 5% del crudo tratado.

4.3. EFECTOS DE LA TEMPERATURA EN LOS SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE EMULSIONES.

La acción del calor es principalmente disminuir la viscosidad de la fase continua, la cual puede muchas veces ser más viscosa que el aceite que la contiene. La viscosidad de la emulsión varía directamente con la proporción de la fase dispersa. Los sistemas altamente dispersos son los más viscosos.

El rompimiento de las emulsiones y la decantación del agua separada, se logra principalmente por efectos del calor. La eficiencia de separación aumenta cuando el calor es usado en unión de agentes emulsificantes.

En crudos livianos las pérdidas por evaporización son considerables, lo que trae como consecuencia una reducción en el volumen de aceite como también en la gravedad A.P.I., el crudo tendrá entonces un bajo precio de venta.

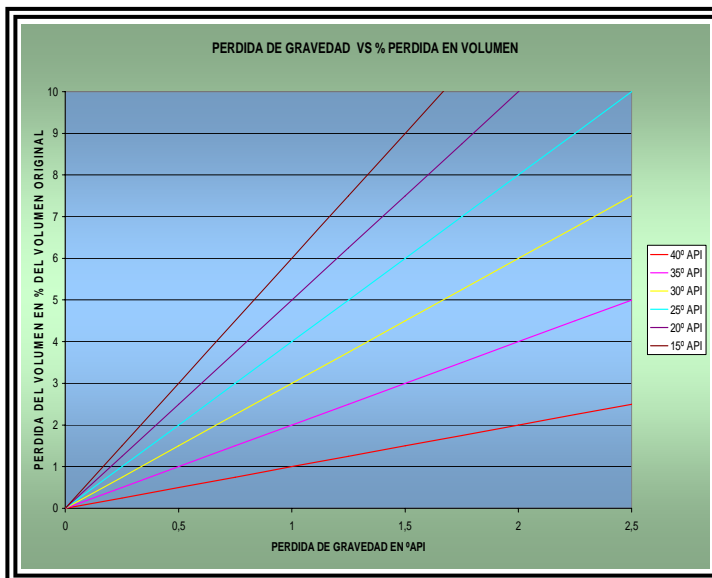
Los calentadores son usados en el campo como una ayuda a otro tratamiento. La temperatura alcanzada debe ser la necesaria a fin de evitar excesos que van en detrimento del mismo calentador y lo que es más importante en la reducción de la gravedad A.P.I., debido a las pérdidas de hidrocarburos livianos. La máxima temperatura a usarse en el tratamiento puede ser obtenida por análisis de laboratorio o pruebas de campo.

La gráfica de la figura 24 muestra la relación entre las pérdidas de gravedad y las pérdidas de volumen. Determinando los °A.P.I: disminuidos es posible para crudos particulares medir el volumen reducido.

El ahorro anual por grado de gravedad A.P.I. que no se pierda se muestra en la grafica de la figura 25 Este gráfico se realizó en base al hecho de que la mayoría de los crudos, se venden teniendo en cuenta su gravedad A.P.I. Se asume por cada grado de aumento un pago de dos centavos de Dólar y un promedio en ahorro de 2.5 % en volumen. Este ahorro en volumen está basado en un precio del petróleo de 2.50 U.S. \$/ Barril.

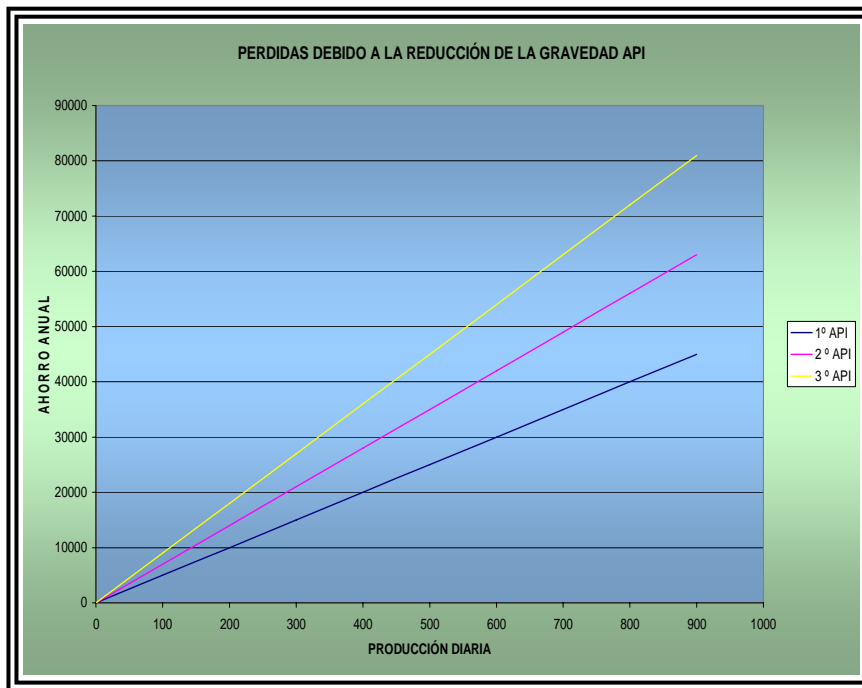
Por ejemplo si se logra conocer que el tratamiento con calor es efectivo disminuyendo la temperatura. Al aumentar la gravedad en 2° A.P.I. se determina de la gráfica, con una capacidad de 500 Bbls/día un ahorro de 32.000 U.S. \$/año.

Figura 24 Perdida de gravedad API vs % perdida de volumen



Fuente: Tesis: deshidratación y desalado de crudo. José A. López. 1973.

Figura 25 Pérdidas debido a la reducción de la gravedad API



Fuente: Tesis: deshidratación y desalado de crudo. José A. López. 1973.

4.4 EFECTOS ELECTRICOS EN LOS SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE EMULSIONES

La deshidratación eléctrica fue uno de los primeros medios comerciales utilizados en la deshidratación de los crudos pesados viscosos. En 1911 la Petrolite Corporation (Petroco) instaló la primera unidad eléctrica de deshidratación para la compañía Lucyla Oil, cerca de Coalinga (California) para deshidratar 600 Bbls/día de un crudo de 13 AIP. El éxito obtenido influyó, para que se aplicara este mismo método en otros sitios en este mismo estado. Posteriormente se comenzó a deshidratar los crudos livianos. En 1938 se instalaron numerosas unidades en los Estados Unidos, Venezuela, Argentina y Egipto.

En 1950, se unieron las facilidades de tratamiento. Este nuevo diseño tiene integrado una sección de calentamiento dentro del mismo tanque cilíndrico horizontal que guarda el sistema eléctrico.

Para deshidratar los crudos se emplean sustancias químicas desemulsificantes que debilitan la película protectora y entonces dependiendo del movimiento de las corrientes térmicas producidas en un volumen dado de aceite o de alguna agitación realizada por dispositivos especiales, provocar la coalescencia. Ejemplos de este proceso es común en los tanques de lavado y en ciertos tratadores horizontales los cuales contienen tabiques que facilitan el contacto. Con crudos pesados, la capacidad de deshidratación de tales equipos es baja. Esto es

debido principalmente a que la temperatura debe mantenerse baja para prevenir la formación de gas, por lo que la viscosidad permanece alta, lo cual implica que la velocidad de decantación se reduce y los movimientos relativos de las gotas de agua son disminuidos, existiendo entonces, menos probabilidad de que ocurran contactos entre ellas. En sistemas de alta presión, se pueden mantener elevadas temperaturas pero aun así es difícil alcanzar viscosidades adecuadas que faciliten el proceso de deshidratación.

Para acelerar el proceso de deshidratación hay necesidad de aumentar la probabilidad de contacto entre las gotas. Para llevar a cabo esto, se colocan varios mecanismos que actúan a manera de barrera, se colocan al paso de los fluidos. Ejemplos de ellos son los filtros los cuales tienen incluidos una sección de coalescencia formada principalmente de algunos materiales fibrosos. Las gotas de agua son retenidas al mojar esta superficie y coalescen formando otra de mayor tamaño, acelerando consecuentemente su separación de la fase continua.

Más efectivos que los empaques o filtros, que representan simples barreras mecánicas, resulta el uso de campos eléctricos, para favorecer la coalescencia de las gotas de agua en grandes volúmenes de aceite. Estos inducen dipolos de gran alcance, los que crearán una gran atracción entre las gotas de agua dispersas. Con el uso de deshidratadores eléctricos, se consigue que la coalescencia ocurra dentro de todo el volumen de aceite, en vez de ser en la superficie, como ocurre en las barreras mecánicas. Además, se evitan problemas de taponamiento o ensuciamiento los cuales disminuyen la eficiencia del proceso de deshidratación.

5. PROCESOS DE DESHIDRATACION Y DESALADO

El tratamiento de emulsiones busca neutralizar de alguna manera la acción del agente emulsificante, ya sea venciendo las fuerzas repulsivas que impiden que las gotas de la fase dispersa se unan, o destruyendo la película adherida a las gotas de la fase dispersa.

Para el tratamiento de emulsiones, se emplean los siguientes métodos típicos de deshidratación de crudo:

- ✓ Tratamiento Químico.
- ✓ Tratamiento Gravitacional.
- ✓ Tratamiento Térmico.
- ✓ Tratamiento Eléctrico.
- ✓ Tratamiento termo electrostático.

5.1 TRATAMIENTO QUÍMICO

Consiste en agregar a la emulsión ciertas sustancias químicas, llamadas desemulsificantes, las cuales atacan la sustancia emulsificante y neutralizan su efecto para promover la neutralización de la emulsión.

Los desemulsificantes tienen tres acciones principales:

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

El éxito en el tratamiento químico consiste en seleccionar el desemulsificante apropiado y usarlo en la proporción adecuada. La mayoría de los desemulsificantes son solubles en agua, y algunos en petróleo y sus derivados, para aplicarlos se pueden usar puros o disueltos en agua, crudo, gasolina o queroseno.

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

Por el contrario, los desemulsificantes para emulsiones inversas w/o son muy solubles en agua. Comúnmente son poliaminas cuaternarias de amonio de alto peso molecular mezcladas con aluminio, hierro o cloruro de zinc. Los desemulsificantes deben ser dosificados en forma continua en la relación determinada por pruebas de botella y/o pruebas de campo. La dosificación en forma de choque no es muy recomendable. Los rangos de dosificación pueden variar de 2 a 200 ppm, aunque generalmente se dosifican en un rango de 10 a 60 ppm. Generalmente los crudos pesados requieren mayor dosificación que los crudos ligeros.

El exceso de dosificación de desemulsificante incrementa los costos de tratamiento, incrementa el aceite contenido en la salmuera separada, puede estabilizar aun más la emulsión regular (agua/aceite) y puede producir emulsiones inversas (agua/aceite). Los desemulsificantes deben ser inyectados tan temprano como sea posible (en el fondo o en la cabeza del pozo). Esto permite más tiempo de contacto y puede prevenir la formación de emulsión corriente abajo. La inyección de desemulsificante antes de una bomba, asegura un adecuado contacto con el crudo y minimiza la formación de emulsión por la acción de la bomba. La selección y preparación del tipo de desemulsificante debe coincidir con el recipiente de tratamiento de la emulsión. Los tanque de lavado que tienen largo tiempo de retención (8-24 horas), requieren desemulsificantes de acción lenta. Por otro lado, los tratadores-calentadores y las unidades electrostáticas con corto tiempo de retención (15-60 minutos) requieren desemulsificantes de acción muy rápida. Problemas como precipitación de parafinas en climas fríos, incremento de sólidos, adición de compuestos químicos para estimulación de pozos, pueden requerir el cambio del desemulsificante de línea. Debido a que los agentes desemulsificantes son tan numerosos y complejos para permitir su completa identificación, seleccionar el desemulsificante más adecuado es un arte y una ciencia. La selección está basada en pruebas empíricas de laboratorio conocidas como pruebas de botella, cuyo procedimiento específico es descrito en el método API MPMS 10.4 (1988).

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

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

El sitio de aplicación depende principalmente, de las características de la emulsión y se debe tener presente lo siguiente:

- ✓ Se necesita agitación para que el desemulsificante pueda mezclarse íntimamente con la emulsión, aunque no debe ser excesiva porque puede ocurrir separación de fases y una nueva emulsificación.
- ✓ Si hay mucha agua libre, se recomienda retirarla antes de agregar el desemulsificante pues éste casi siempre es soluble en agua, y se puede disolver parte de él en el agua libre y disminuir el porcentaje que actúa rompiendo la emulsión.
- ✓ A mayor temperatura, mayor será el efecto del desemulsificante, por esto se debe tener en cuenta que la temperatura disminuye desde el fondo del pozo hacia el separador.

Dentro de las ventajas que se tienen con la aplicación de tratamiento químico para provocar el rompimiento de las emulsiones se presentan las siguientes:

- ✓ Bajo costo de instalación y operación.
- ✓ Proceso y equipo sencillo.
- ✓ Versátil: Se puede aplicar a procesos en gran y pequeña escala
- ✓ La calidad del crudo no se altera.
- ✓ Separación rápida y efectiva.

5.2 TRATAMIENTO GRAVITACIONAL.

El asentamiento gravitacional se lleva a cabo en grandes recipientes llamados tanques, sedimentadores, tanques de lavado, Gun Barrels y eliminadores de agua

libre FWKO.

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

Tabla 3. Características de los principales desemulsificantes

Características de Algunos Desemulsificantes	
Desemulsificante	Característica
Esteres	Son buenos deshidratadores, provocan un asentamiento lento de las gotas de agua, pero al sobre dosificarse provocan emulsiones inversas (o/w).
Di-epóxicos	son excelentes deshidratadores, pero provocan un asentamiento lento de las gotas de agua
Uretanos	Buenos deshidratadores, provocan un asentamiento lento de las gotas de agua
Resinas	Son buenos deshidratadores, provocan un asentamiento rápido de las gotas de agua, dan un agua separada limpia.
Polialquilenos	Pobres deshidratadores, lento asentamiento de las gotas de agua
Glicoles	Requiere mezclarse con otros para aplicarse
Sulfonatos	Buenos humectantes de sólidos y tiene capacidad para el asentamiento de las gotas de agua, sobre dosificándose no causa emulsiones inversas (o/w), pero pueden causar la precipitación de partículas de sulfuro de fierro en el agua separada.
Poliesteraminas	Agentes de superficie activa violentos, deshidratan en bajas dosificaciones, al sobre dosificarse producen emulsiones inversas (o/w)
Oxialquilados	Buenos agentes humectantes, son usados en mezclas
Poliaminas	Son lentos en el asentamiento de las gotas de agua
Alcanolaminas	Son rápidos en el asentamiento de las gotas de agua

Fuente: Tesis: deshidratación y desalado de crudo. José A. López. 1973.

Este tratamiento se basa en el principio de la diferencia de densidades entre dos fluidos, en este caso el agua y el aceite. Debido a la mayor densidad o gravedad específica del agua, ésta irá al fondo del tanque o recipiente de asentamiento, mientras que el aceite, de menor densidad estará en la parte superior. Para que se dé este tipo de tratamiento, es necesario dejar al crudo en reposo durante un determinado tiempo, drenándose posteriormente el agua que se deposita en el fondo del tanque, la cual es denominada agua libre.

El crudo de salida de un FWKO todavía contiene de 1 a 30% de agua emulsionada. En el interior de estos recipientes que son de simple construcción y operación, se encuentran baffles para direccionar el flujo y platos de coalescencia que aumentan su eficiencia.

El agua es removida por la fuerza de gravedad y esta remoción provoca ahorros en el uso de combustible para los calentadores. El calentamiento de agua, aparte de ser un desperdicio de energía, provoca problemas de incrustación y requiere del uso de tratamiento químico adicional para prevenir la incrustación, el cual es sumamente costoso.

5.3 TRATAMIENTO TÉRMICO.

Un método común en la separación de emulsiones de agua en aceite, es tratar que la corriente que llega al recipiente tratador adquiera calor para ayudar al rompimiento de la emulsión. Incrementando la temperatura de los dos fluidos se aumenta la posibilidad que las gotas de agua dispersadas puedan chocar con suficiente fuerza para coalescer.

El proceso requiere que las gotas de agua tengan suficiente tiempo de contacto una con otra. También se supone que las fuerzas de boyanza que actúan sobre las gotas que están coalesciendo, permitan el asentamiento en el fondo del tratador. Por esta razón, en el diseño de estos equipos, se deben tener en cuenta la temperatura, el tiempo, las propiedades viscosas del aceite, el diámetro físico del recipiente, propiedades que determinan la velocidad a la cual puede ocurrir el asentamiento. Los tratadores térmicos pueden ser de tipo directo e indirecto en función de la forma en que se aplica el calor. (Ver figura 26)

En los calentadores de tipo directo el calor es transferido por contacto directo de la corriente alimentada con el calentador. Aunque este tipo presenta problemas de sedimentos y de corrosión, pueden manejar mayores volúmenes de fluidos con menor gasto de combustible que los calentadores indirectos, en donde el calentamiento se realiza por medio de un fluido a alta temperatura que rodea el fluido a calentar.

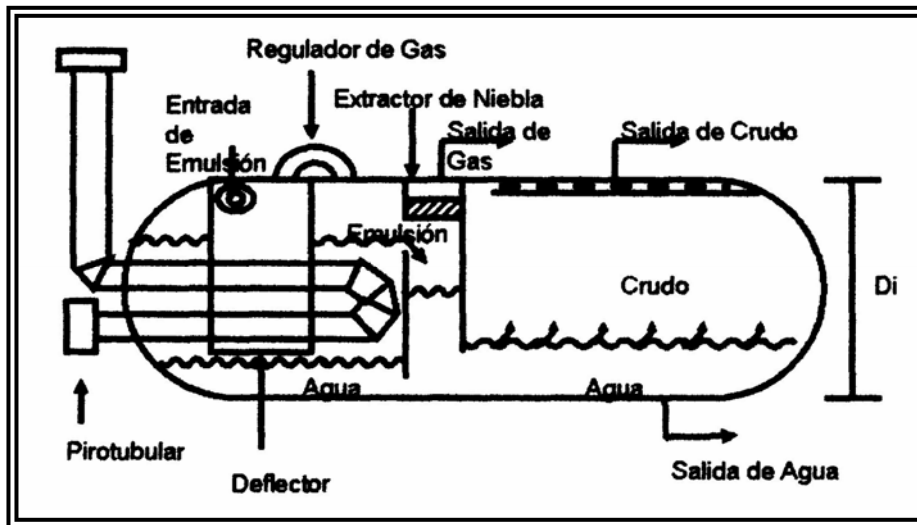
Es importante que el nivel de fluido sea chequeado continuamente en el calentador, porque siempre debe estar por encima del tubo de combustión, pues, éste se podría fundir.

La temperatura del fluido exige un chequeo constante, porque si esta es muy baja no se alcanza a romper la emulsión y si es muy alta, se podrían afectar las propiedades físicas del crudo.

El aire que entra al calentador debe ser controlado para no desperdiciar combustible.

Las tasas y las presiones a las que entra el combustible y el aire son también importantes, porque la presión puede afectar la posición de la llama, y esta, debe estar lo mas centrada posible, evitándose que se acerque a las paredes del tubo de combustión, porque podría llegar a fundirlo.

Figura 26 Tratador Térmico Horizontal



Fuente: Diplomado de Facilidades de Superficie. M.Sc. Ruth Paez Capacho

Ventajas:

- ✓ Reduce la viscosidad de la fase continua.
- ✓ Incrementa el movimiento browniano y la colisión de las gotas de agua para su coalescencia.
- ✓ Incrementa la diferencia de densidad entre la salmuera y el crudo.
- ✓ Promueve una mejor distribución del desemulsificante.

- ✓ Disuelve las parafinas cristalizadas que le dan estabilidad a las emulsiones, manteniendo la temperatura del crudo por arriba de su punto de nube.
- ✓ Debilita la película del emulsificante que rodea a las gotas de agua.

Desventajas.

- ✓ Provoca la migración de los compuestos más volátiles del crudo hacia la fase gas.
- ✓ Incrementa los costos por el combustible.
- ✓ Incrementa los riesgos en las instalaciones.
- ✓ Requieren mayor instrumentación y control.
- ✓ Causa depósitos de coke.

5.4. TRATAMIENTO ELECTROSTÁTICO

Los tratadores electrostáticos son recipientes cilíndricos colocados horizontalmente, provistos internamente de dos secciones limitadas claramente. La primera, corresponde a la zona de calentadores tubulares, cuyos quemadores consumen gas o aceite. En la segunda, se encuentran dispuestas dos rejillas para crear un campo electrostático; una de las rejillas es móvil, con el fin de graduar el potencial eléctrico. (Ver figura 27)

Una vez el crudo se somete a calentamiento y se le ha retirado el gas y el agua libre, pasa caliente a la zona de tratamiento electrostático.

El hecho que hace posible este fenómeno, es la composición molecular del agua, de tal forma que al presentar ésta naturaleza polar, es decir, que en una misma molécula existen dos polos, uno positivo y otro negativo, cuando estas moléculas son ubicadas en un campo electroestático, se orientan de acuerdo la dirección de este.

Figura 27. Tratador Electrostático Horizontal



Fuente: www.calortech.com/pgaleria.html

Los tratadores electrostáticos son utilizados generalmente, cuando existen algunas circunstancias:

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

Cabe señalar algunas de las principales ventajas que hacen pensar en el uso de tratadores electrostáticos en las facilidades de superficie para el tratamiento de las emulsiones, estas son:

- ✓ La emulsión puede ser rota a temperaturas más bajas que la que requieren los calentadores.
- ✓ Debido a que sus recipientes son mucho más pequeños que los tratadores térmicos, son ideales para ser usados en plataformas petroleras costa fuera.
- ✓ Las menores temperaturas de tratamiento provocan escasos problemas de corrosión e incrustación.

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

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

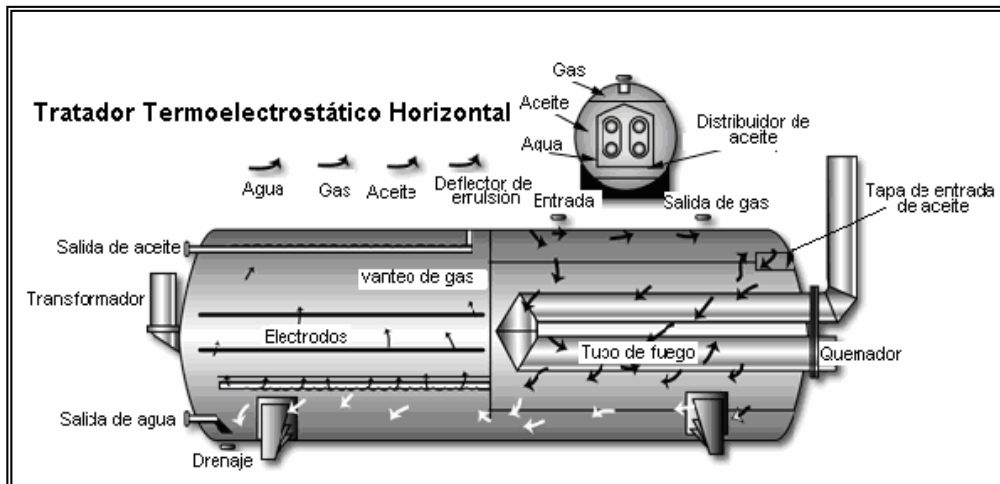
5.5 TRATAMIENTO TERMoeLECTROSTATICO

Un tratador termo-electrostático es un tanque a presión que combina todo el equipo necesario para tratar la emulsión. Se conoce también con el nombre de tratador químico eléctrico. Su objetivo principal es separar la emulsión y permitir al agua sedimentarse, para permitir la obtención de crudo limpio.

El tratador termo-electrostático, como cualquier otro tratamiento de emulsión, usa calor y químicos para separar la emulsión. Sin embargo, el tratador electrostático también hace uso de cargas eléctricas para ayudar a las gotas de agua a combinarse entre sí, para poder sedimentarse.

Los tratadores termo-electrostáticos reciben la emulsión cuando ésta ya ha sido tratada químicamente. La emulsión entra por la parte superior y fluye horizontalmente a través de varias secciones de tratamiento.

Figura 28. Tratador termo electrostático Horizontal



Fuente: Diplomado de Facilidades de Superficie. M.Sc. Ruth Paez Capacho

6. ESQUEMAS DE TRATAMIENTO

6.1 VARIABLES PRINCIPALES

Las variables que se manejan en la definición de estándares operativos para los procesos de deshidratación y desalado de crudo son:

- Cantidad de agua libre “ FW”
- Relación gas líquido “ GLR”
- Cantidad de agua y sedimentos “BS&W”
- Gravedad API
- Contenido de sal

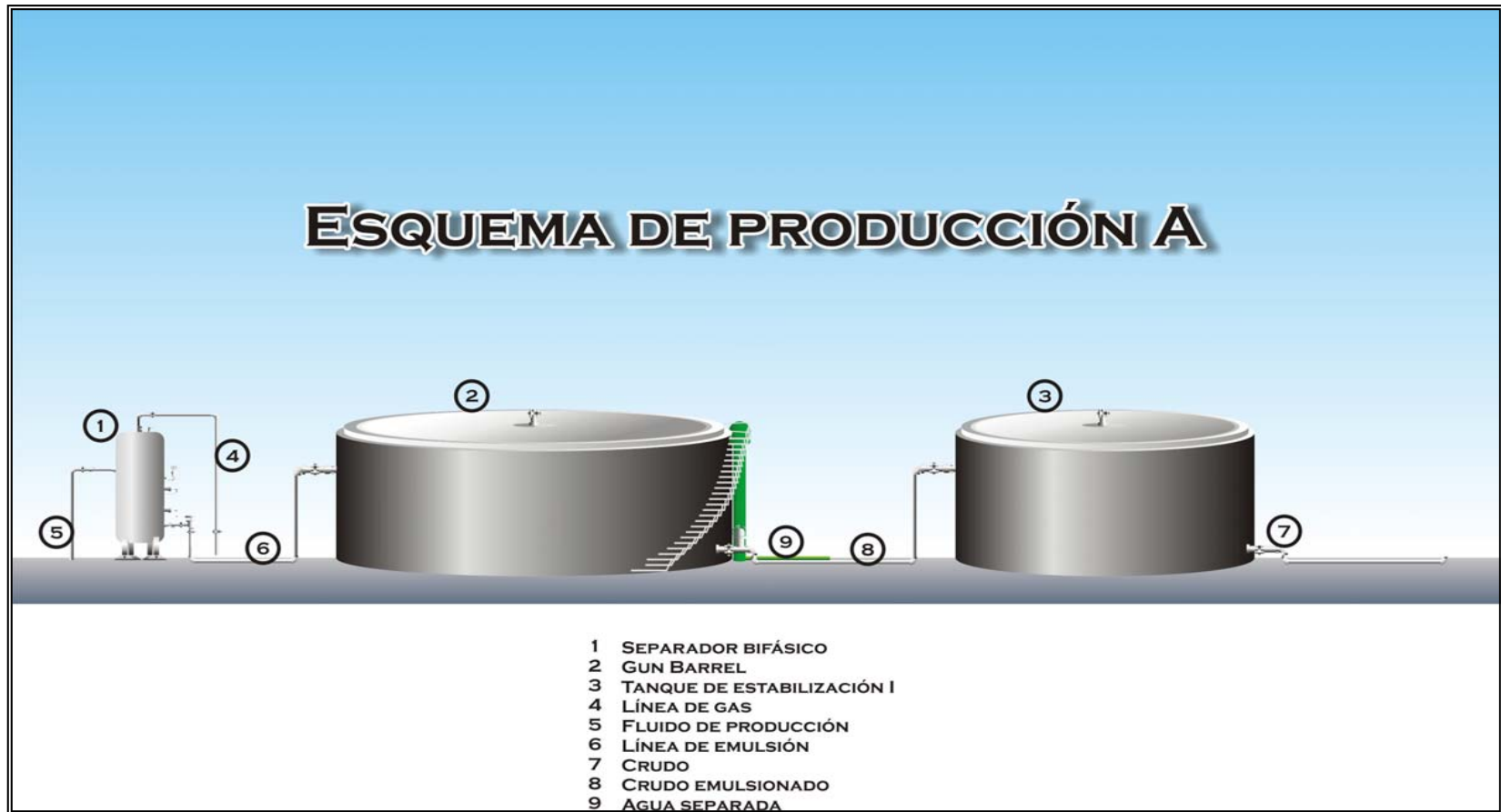
Vale aclarar en esta sección que la cantidad de agua libre “FW” hace referencia a la cantidad de agua de producción que se sedimentará y se separará del petróleo en un lapso no mayor de cinco minutos, como consecuencia del asentamiento gravitacional. El resto de agua presente se considerara como emulsionada y requiere de un proceso de tratamiento para ser removida.

6.2 ESQUEMAS DE TRATAMIENTO

En esta sección se plantean 8 esquemas, los cuales representan sistemas de tratamiento para la deshidratación y el desalado de crudo que dependiendo de las variables antes enunciadas y fundamentalmente de reglas de la mano derecha basadas en experiencia de campo, están estructurados.

Según datos de campo se puede llegar a sugerir mediante un diagrama de flujo, el esquema estándar o ciclo de tratamiento determinado que se ajuste a las necesidades que se tengan.

Figura 29. Esquema de producción A (Para Deshidratación)



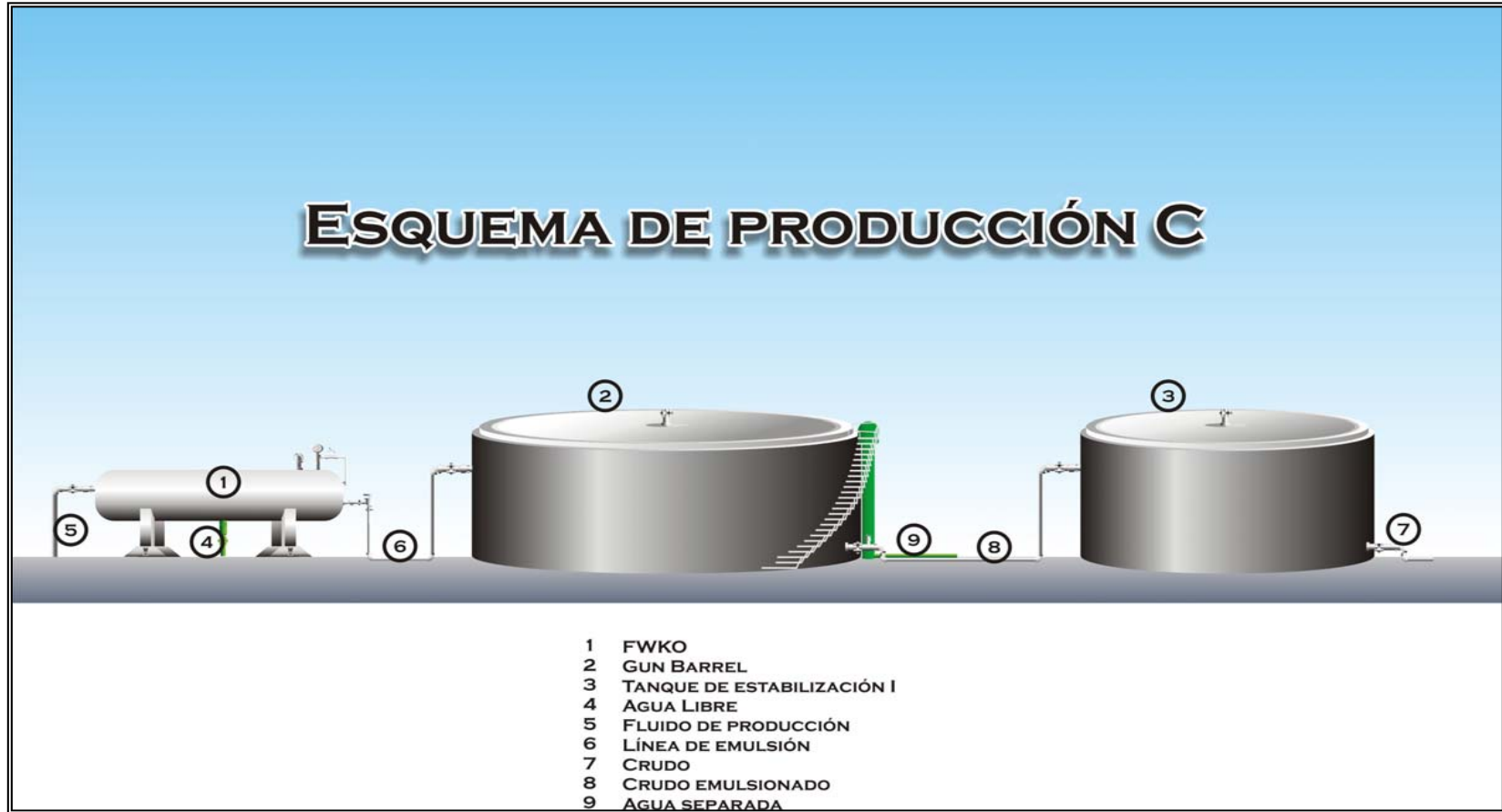
Fuente: Autor del proyecto.

Figura 30. Esquema de producción B (Para Deshidratación)



Fuente: Autor del proyecto.

Figura 31. Esquema de producción C (Para Deshidratación)



Fuente: Autor del proyecto.

Figura 32. Esquema de producción D (Para Deshidratación)



Fuente: Autor del proyecto.

Figura 33. Esquema de producción E (Para Desalado)



Fuente: Autor del proyecto.

Figura 34. Esquema de producción F (Para Desalado)



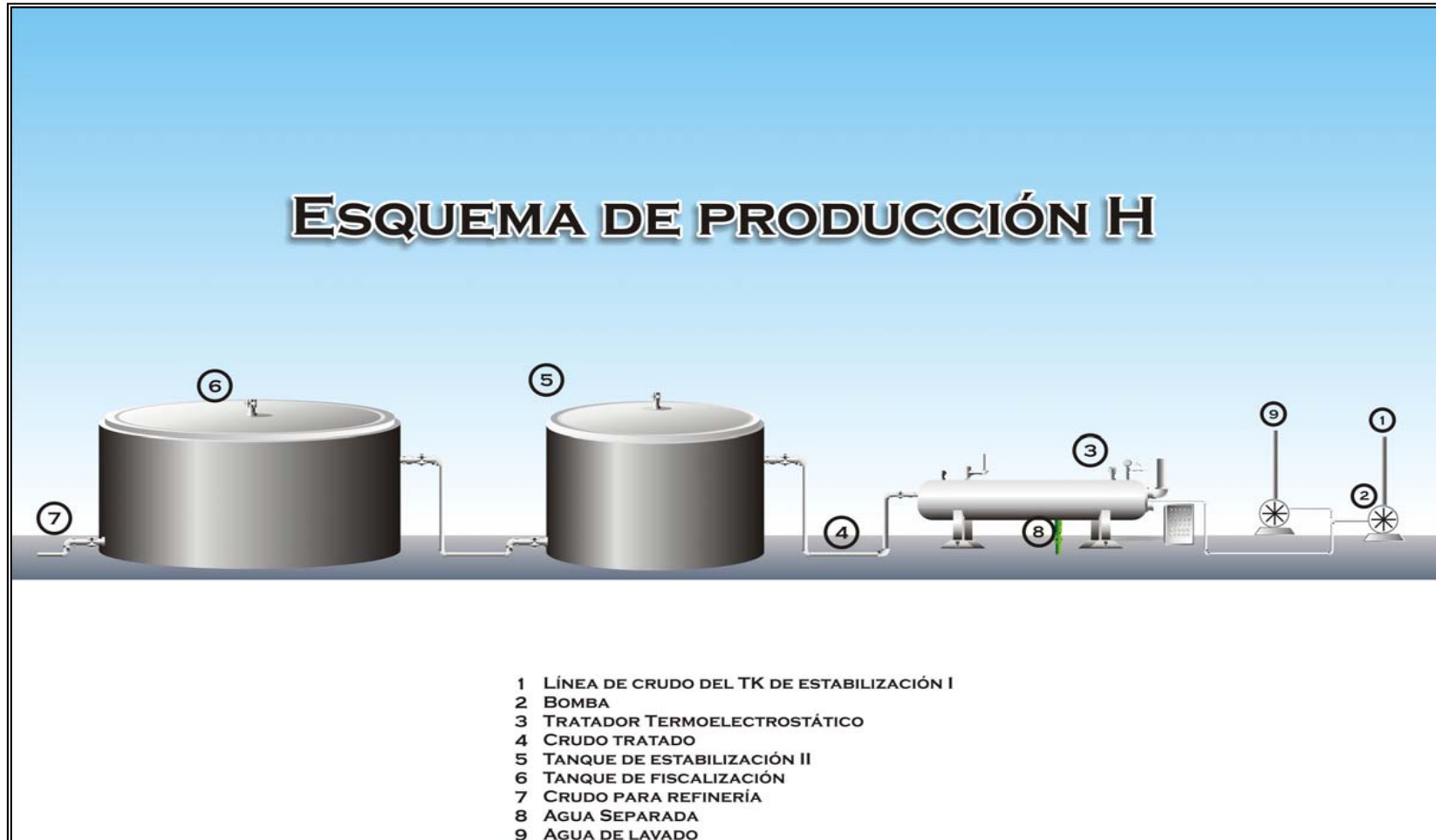
Fuente: Autor del proyecto.

Figura 35. Esquema de producción G (Para Desalado)



Fuente: Autor del proyecto.

Figura 36. Esquema de producción H (Para Desalado)



Fuente: Autor del proyecto.

6.4 DIAGRAMAS DE FLUJO

Los diagramas de flujo que a continuación se enuncian, generan los fundamentos para escoger el mejor sistema de tratamiento estándar mediante la valoración de las variables planteadas al comienzo de este capítulo.

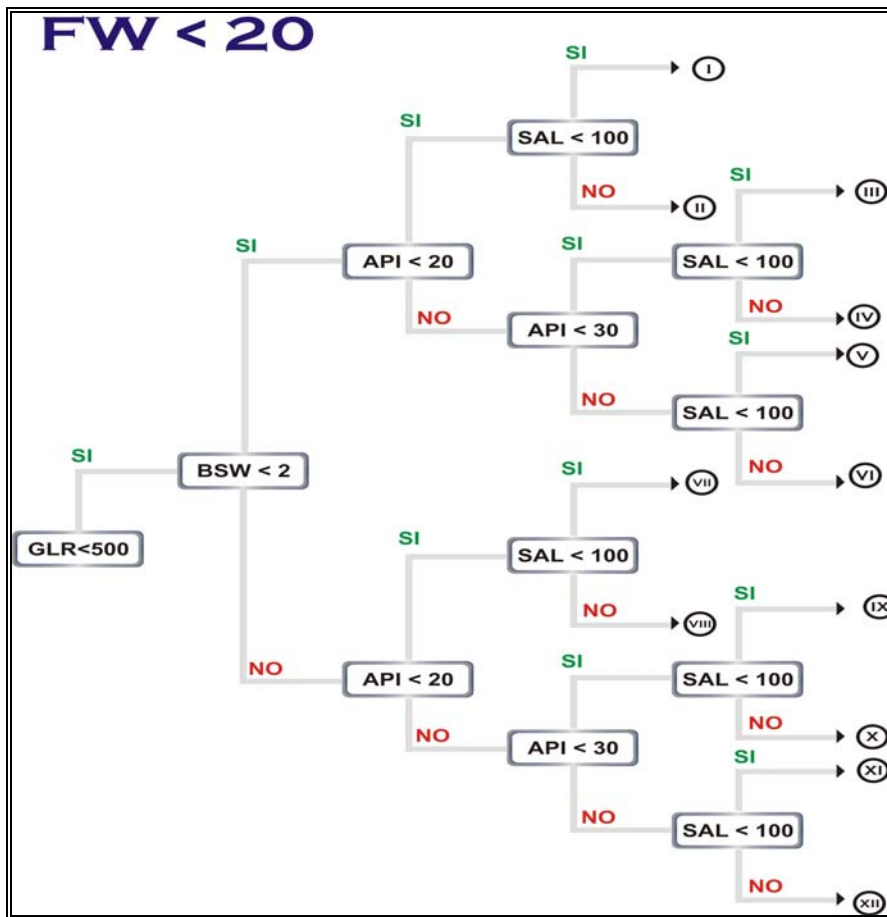
En este caso se especifica en los diagramas de flujo la cantidad de agua libre y se evalúan las demás variables consideradas.

El objetivo de la primera etapa del proceso es separar las fases gas, aceite y agua de producción y en la segunda etapa se busca reducir el contenido de sal en el crudo inyectando agua dulce y separándola posteriormente para alcanzar las condiciones de calidad exigidas por transporte y refinación.

La composición del fluido en cuanto a sus tres fases permite definir el esquema de separación de la primera etapa; es decir, con base en la relación gas-liquido y el contenido de agua libre establecemos el tipo de separador (Bifásico o trifásico) y las etapas de separación. El número de etapas de separación también se ve afectado por la gravedad API del aceite; un crudo pesado requiere un mayor número de etapas de separación.

La segunda etapa del proceso de tratamiento está gobernada básicamente por el contenido de sal que tenga el crudo a tratar y este a su vez esta relacionado directamente con la calidad del agua (cloruros y otras sales disueltas). Esta variable determinará la necesidad de inyectar o no agua fresca durante el proceso. Por otra parte, la gravedad API del aceite determinará el número de etapas y el tipo de equipos (tratadores térmicos o termo-electrostáticos) requeridos en esta segunda etapa del proceso de tratamiento. Un crudo pesado requiere un mayor número de etapas de tratamiento.

Figura 37. Diagrama de flujo para la selección de un esquema de tratamiento con una cantidad de agua libre "FW" menor del 20% y GLR menor de 500.



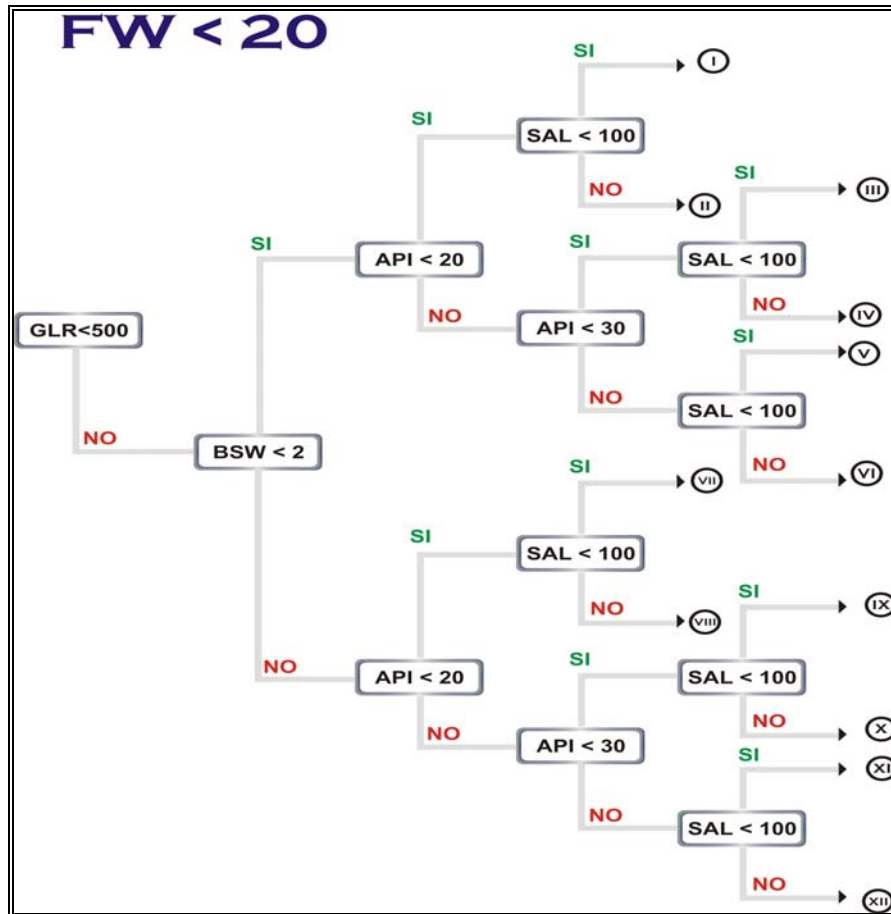
Fuente: Autor del proyecto.

Del anterior diagrama de flujo (figura 37) se determina que si se tiene menos del 20% de agua libre y una relación gas-líquido "RGL" menor de 500; se obtienen las siguientes consideraciones:

- I. Escoger el esquema de producción A, seguido del esquema H sin adherirle agua.
- II. Escoger el esquema de producción A, seguido del esquema H.
- III. Escoger el esquema de producción A, seguido del esquema F.
- IV. Escoger el esquema de producción A, seguido del esquema G.
- V. Escoger el esquema de producción A, seguido del esquema E.
- VI. Escoger el esquema de producción A, seguido del esquema G.
- VII. Escoger el esquema de producción A, seguido del esquema H sin adherirle agua.
- VIII. Escoger el esquema de producción A, seguido del esquema H.
- IX. Escoger el esquema de producción A, seguido del esquema F.

- X. Escoger el esquema de producción A, seguido del esquema G.
- XI. Escoger el esquema de producción A, seguido del esquema F.
- XII. Escoger el esquema de producción A, seguido del esquema G.

Figura 38. Diagrama de flujo para la selección de un esquema de tratamiento con una cantidad de agua libre "FW" menor del 20% y GLR mayor de 500.



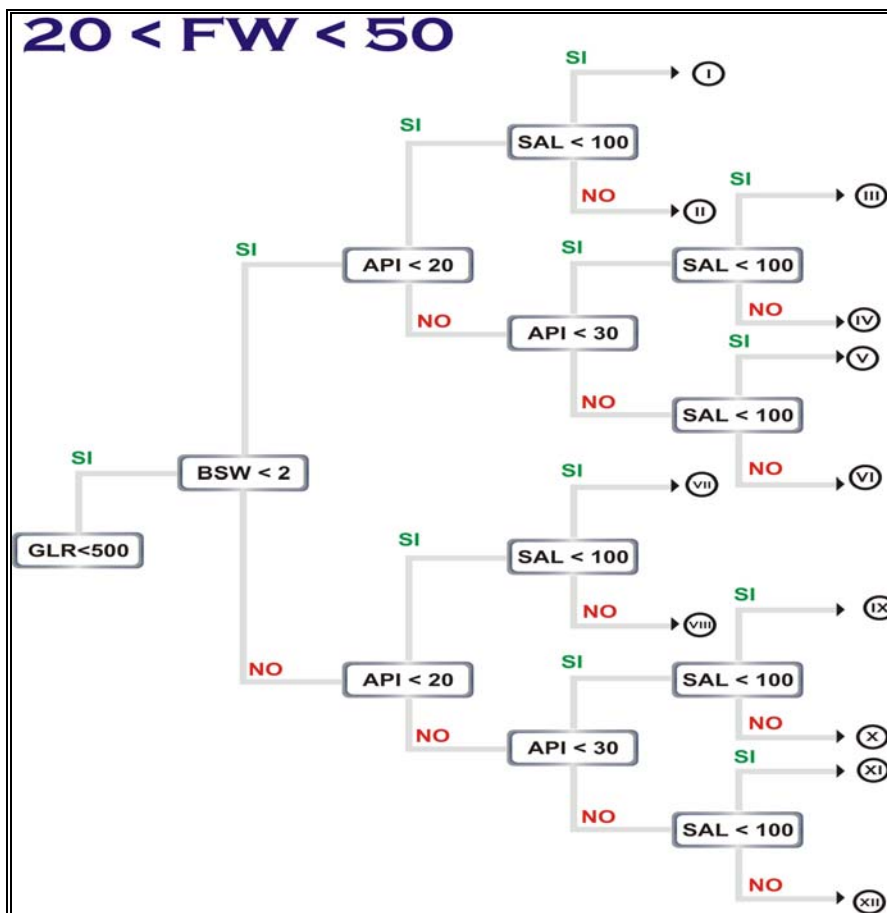
Fuente: Autor del proyecto.

Del anterior diagrama de flujo (figura 38) se determina que si se tiene menos del 20% de agua libre y una relación gas-líquido "RGL" mayor de 500; se obtienen en este caso, exactamente las mismas determinaciones antes mencionadas debido a que cuando el fluido de producción viene con una cantidad de agua libre menor del 20%, prácticamente el objetivo es separar la parte líquida del gas y los esquemas de producción determinados cumplen con las condiciones requeridas. Las consideraciones que se plantean son:

- I. Escoger esquema de producción A, seguido del esquema H sin adherirle agua.

- II. Escoger esquema de producción A, seguido del esquema H.
- III. Escoger esquema de producción A, seguido del esquema F.
- IV. Escoger esquema de producción A, seguido del esquema G.
- V. Escoger esquema de producción A, seguido del esquema E.
- VI. Escoger esquema de producción A, seguido del esquema G.
- VII. Escoger esquema de producción A, seguido del esquema H sin adherirle agua.
- VIII. Escoger esquema de producción A, seguido del esquema H.
- IX. Escoger esquema de producción A, seguido del esquema F.
- X. Escoger esquema de producción A, seguido del esquema G.
- XI. Escoger esquema de producción A, seguido del esquema F.
- XII. Escoger esquema de producción A, seguido del esquema G.

Figura 39. Diagrama de flujo para la selección de un esquema de tratamiento con una cantidad de agua libre "FW" mayor del 20% y menor del 50% y GLR menor de 500.



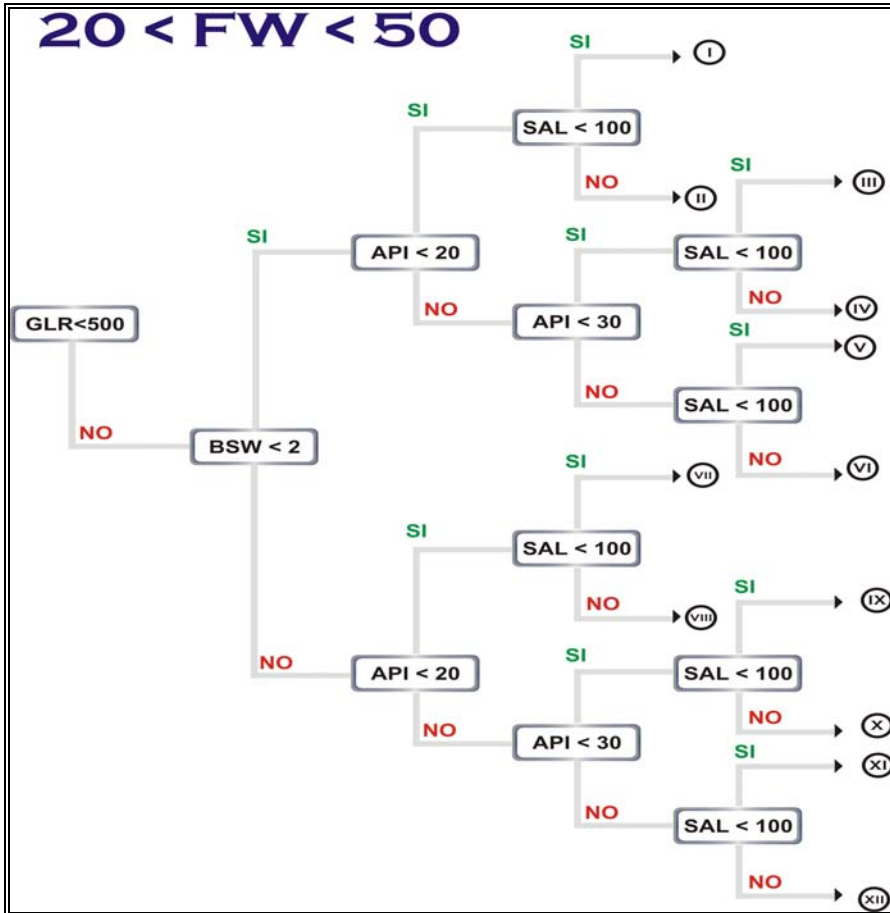
Fuente: Autor del proyecto.

Del anterior diagrama de flujo (figura 39) se determina que si se tiene una cantidad

de agua libre mayor del 20% pero menor del 50% y una relación gas-líquido "RGL" menor de 500; se obtienen las siguientes consideraciones:

- I. Escoger esquema de producción B, seguido del esquema H sin adherirle agua.
- II. Escoger esquema de producción B, seguido del esquema H.
- III. Escoger esquema de producción B, seguido del esquema F.
- IV. Escoger esquema de producción B, seguido del esquema G.
- V. Escoger esquema de producción B, seguido del esquema E.
- VI. Escoger esquema de producción B, seguido del esquema G.
- VII. Escoger esquema de producción B, seguido del esquema H sin adherirle agua.
- VIII. Escoger esquema de producción B, seguido del esquema H.
- IX. Escoger esquema de producción B, seguido del esquema F.
- X. Escoger esquema de producción B, seguido del esquema G.
- XI. Escoger esquema de producción B, seguido del esquema F.
- XII. Escoger esquema de producción B, seguido del esquema G.

Figura 40. Diagrama de flujo para la selección de un esquema de tratamiento con una cantidad de agua libre "FW" mayor del 20% y menor del 50% y GLR mayor de 500.



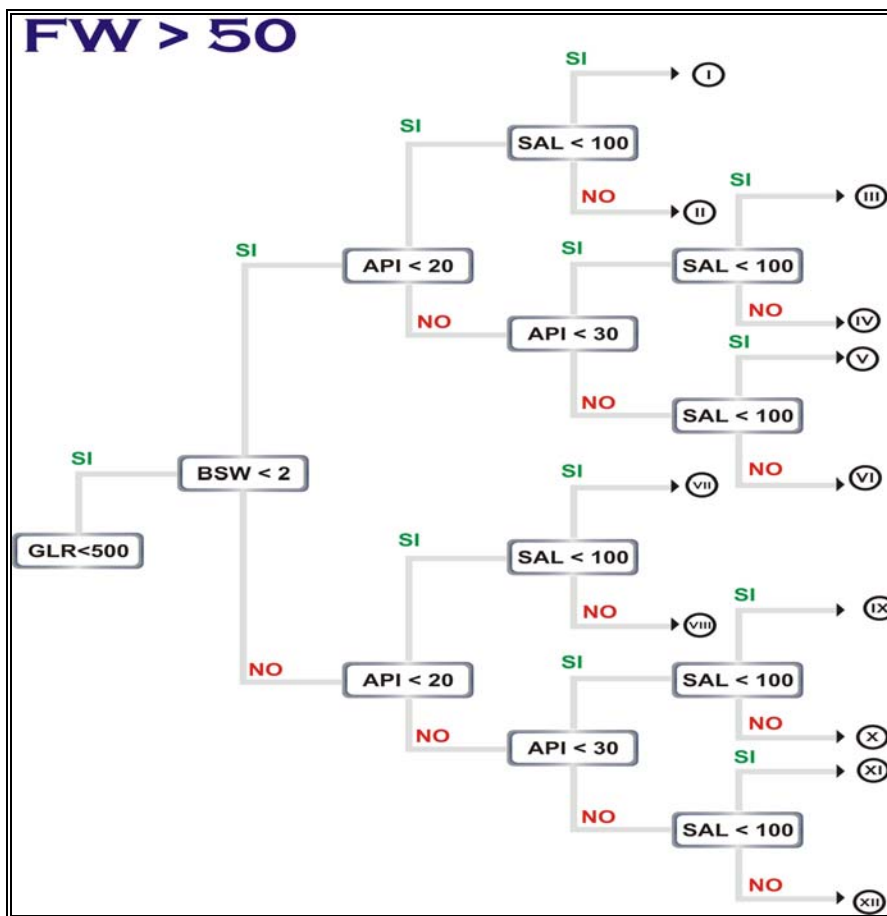
Fuente: Autor del proyecto.

Del anterior diagrama de flujo (figura 40) se determina que si se tiene una cantidad de agua libre mayor del 20% pero menor del 50% y una relación gas-líquido "RGL" mayor de 500; se obtienen en este caso, exactamente las mismas determinaciones del anterior diagrama debido a que cuando el fluido de producción viene con una cantidad de agua libre del 20% al 50%, el objetivo es separar el agua libre, el gas y la emulsión; donde los esquemas de producción determinados cumplen con las condiciones requeridas. Las consideraciones que se plantean son:

- I. Escoger esquema de producción B, seguido del esquema H sin adherirle agua.
- II. Escoger esquema de producción B, seguido del esquema H.
- III. Escoger esquema de producción B, seguido del esquema F.
- IV. Escoger esquema de producción B, seguido del esquema G.

- V. Escoger esquema de producción B, seguido del esquema E.
- VI. Escoger esquema de producción B, seguido del esquema G.
- VII. Escoger esquema de producción B, seguido del esquema H sin adherirle agua.
- VIII. Escoger esquema de producción B, seguido del esquema H.
- IX. Escoger esquema de producción B, seguido del esquema F.
- X. Escoger esquema de producción B, seguido del esquema G.
- XI. Escoger esquema de producción B, seguido del esquema F.
- XII. Escoger esquema de producción B, seguido del esquema G.

Figura 41. Diagrama de flujo para la selección de un esquema de tratamiento con una cantidad de agua libre "FW" mayor del 50% y GLR menor de 500.

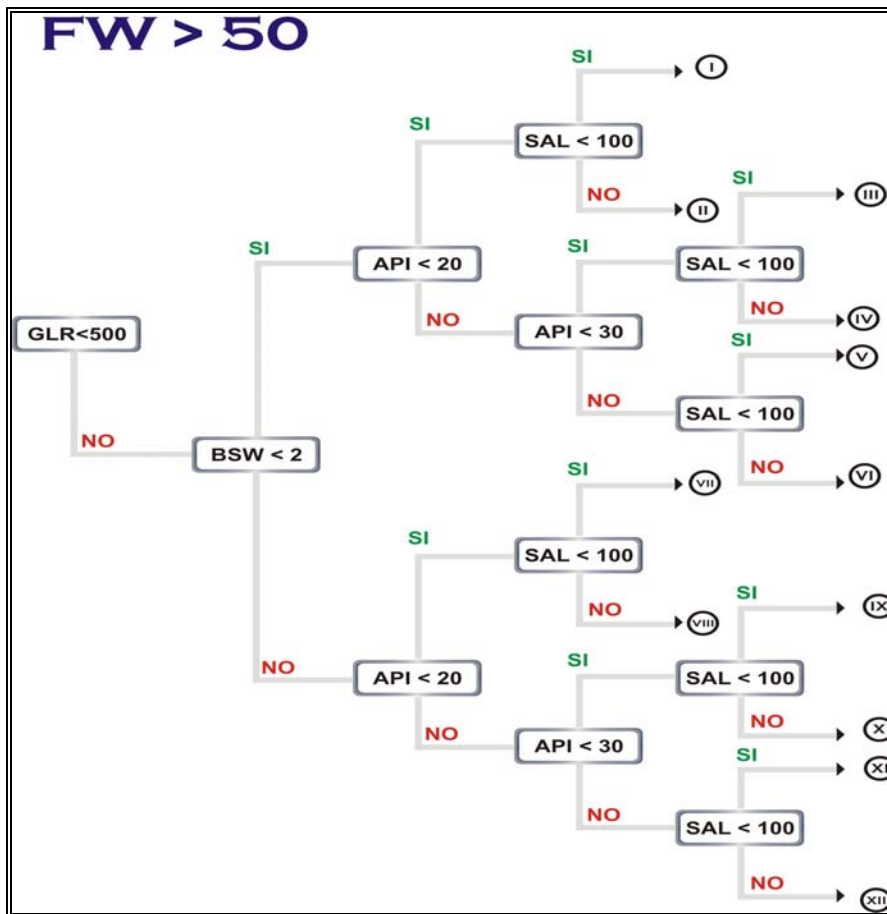


Fuente: Autor del proyecto.

Del anterior diagrama de flujo (figura 41) se determina que si se tiene una cantidad de agua libre mayor del 50% y una relación gas-líquido "RGL" menor de 500; se obtienen las siguientes consideraciones:

- I. Escoger esquema de producción C, seguido del esquema H sin adherirle agua.
- II. Escoger esquema de producción C, seguido del esquema H.
- III. Escoger esquema de producción C, seguido del esquema F.
- IV. Escoger esquema de producción C, seguido del esquema G.
- V. Escoger esquema de producción C, seguido del esquema E.
- VI. Escoger esquema de producción C, seguido del esquema G.
- VII. Escoger esquema de producción C, seguido del esquema H sin adherirle agua.
- VIII. Escoger esquema de producción C, seguido del esquema H.
- IX. Escoger esquema de producción C, seguido del esquema F.
- X. Escoger esquema de producción C, seguido del esquema G.
- XI. Escoger esquema de producción C, seguido del esquema F.
- XII. Escoger esquema de producción C, seguido del esquema G.

Figura 42. Diagrama de flujo para la selección de un esquema de tratamiento con una cantidad de agua libre "FW" mayor del 50% y GLR mayor de 500.



Fuente: Autor del proyecto.

Del anterior diagrama de flujo (figura 42) se determina que si se tiene una cantidad

de agua libre mayor del 50% y una relación gas-líquido "RGL" mayor de 500; se obtienen las siguientes consideraciones:

- I. Escoger esquema de producción D, seguido del esquema H sin adherirle agua.
- II. Escoger esquema de producción D, seguido del esquema H.
- III. Escoger esquema de producción D, seguido del esquema F.
- IV. Escoger esquema de producción D, seguido del esquema G.
- V. Escoger esquema de producción D, seguido del esquema E.
- VI. Escoger esquema de producción D, seguido del esquema G.
- VII. Escoger esquema de producción D, seguido del esquema H sin adherirle agua.
- VIII. Escoger esquema de producción D, seguido del esquema H.
- IX. Escoger esquema de producción D, seguido del esquema F.
- X. Escoger esquema de producción D, seguido del esquema G.
- XI. Escoger esquema de producción D, seguido del esquema F.
- XII. Escoger esquema de producción D, seguido del esquema G.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- ✚ La recopilación de información de estándares operativos para los procesos de deshidratación y desalado de crudo que servirá de patrón para la industrial del petróleo fue hecha a cabalidad como se planteo en los objetivos.
- ✚ Se elaboró un manual de estándares operativos para los procesos de deshidratación y desalado de crudo, teniendo en cuenta normas técnicas, condiciones operativas y sistemas existentes que van a permitir definir alternativas de tratamiento.
- ✚ Con base en el análisis de los procesos de deshidratación y desalado de crudos existentes en la industria del petróleo, se definió los métodos óptimos que contribuyan económicamente en una mayor eficiencia y agilización de las etapas de implementación.
- ✚ Según las condiciones operacionales de campo, se definió los estándares operativos de los procesos de deshidratación y desalado de crudo.
- ✚ Los esquemas planteados están basados en la experiencia de campo y reglas de la mano derecha en el tema de sistemas de producción.
- ✚ Algunos de los esquemas se repiten al evaluar las diferentes variables ya que en muchos casos el efecto de una de ellas no es tan significativo en determinado paso del proceso pero cambian las condiciones operacionales según el caso.
- ✚ Los esquemas planteados en el presente trabajo son estándares de tratamiento y por esta razón al tomarlos como base para la implementación de un sistema de producción en campo hay que tener en cuenta otras variables que son únicas para cada tipo de fluido de yacimiento y condiciones operacionales propias de cada campo.
- ✚ Con la información recopilada y los estándares planteados se recomienda la elaboración de un software que permita por medio de las condiciones operacionales de campo y la implementación en este de todas las posibles variables; escoger el mejor sistema de producción.
- ✚ Se efectuó una metodología para formalizar los procedimientos correctos que se deben seguir al escoger el sistema de producción que mejor se acomode según las necesidades operacionales que se tengan.

- ✚ Se sugiere para una aplicación en campo, tomar los demás estándares operativos como el diseño de las vasijas, separadores, tanques, tratadores y demás; para tener una base mas sólida al momento de diseñar facilidades de superficie y hacer más ágil la implementación.

BIBLIOGRAFÍA

ARNOLD, Ken y STEWART, Mauricio. Surface Production Operations. Volumen 1, Segunda Edición. Houston, Texas; Gulf Publishing Company.

ABDEL-AAL, H.K., AGGOUR, Mohamed y FAHIM, M.A. Petroleum and Gas Field Processing. New York: Marcel Dekker, Inc.

CHILINGARIAN G.V. "Surface operations in petroleum production I". ELSEVIER. USA. 1987.

FERNANDEZ, Alvaro, SALAGER, Jean-louis y SCORZZA, Cesar. Surfactantes. Cuaderno FIRP S303-PP. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela 2004.

GOMEZ, Juan Ángel. Apuntes de Manejo de la Producción de Superficie. México D.F.: Universidad Autónoma de México.

HARMON, Fisher. Microscopic study of California oil field emulsion and some notes of the effects of superimposed electrical field. A.I.M.E. Petroleum division. 1931.

J.E. Strassner. Effect of P.H. on interfacial film and stability of crude oil- water emulsion. S.P.E of A.I.M.E. Paper number spe 1939.

LÓPEZ. José A. Tesis: Deshidratación y desalado de crudo. 1973.

PAEZ, Ruth. "Operaciones de recolección y tratamiento de fluidos producidos" Universidad Industrial de Santander.

ROSEN, Ward. Manual P-11: SEPARATORS. Houston, Texas: petroleum Learning Programs LTD.

VELANDIA, Daniel. Facilidades de producción en campos petroleros. Primera edición. Bogota. Cargraphics S. A.