

TECNOLOGÍAS DE TRATAMIENTO DE EMULSIONES EN CAMPOS PETROLEROS

ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ
Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS - PRIMERA PROMOCIÓN
BUCARAMANGA
2010**

TECNOLOGÍAS DE TRATAMIENTO DE EMULSIONES EN CAMPOS PETROLEROS

ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ
Ingeniero de Petróleos

**Trabajo para optar al título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

Director
NICOLÁS SANTOS SANTOS, M.Sc.
Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS - PRIMERA PROMOCIÓN
BUCARAMANGA
2010**

DEDICATORIA

A Claudia, y a lo que viene para nosotros.

Ya con esta me despido,

Hasta pronto, tierra mía.

Por lejos que se alce el vuelo

El nido jamás se olvida.

¿Cómo olvidar las lecciones que aprendí de padres y abuelos?

De los bravos motilones, su nobleza y rebeldía,

¿Cómo olvidar el amor de la dueña de mi vida?

(Arnulfo Briceño)

AGRADECIMIENTOS

El autor del presente trabajo se permite expresar sus agradecimientos a las siguientes personas:

Al equipo humano de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, pues su deseo de hacer crecer a la industria petrolera colombiana ha permitido la creación de grandes programas de posgrado que redundan en el bienestar del país.

A los docentes de la Especialización en Producción de Hidrocarburos por su esmero, dedicación y sapiencia, compartida con todo el cariño a sus estudiantes.

A Nicolás Santos Santos por su orientación en el planteamiento y la elaboración de este trabajo.

A Olga Patricia Ortiz, coordinadora de este programa del cual nos enorgullece ser el primer fruto.

A Doña Vicky, pues siempre tuvo una sonrisa y un café para nosotros.

A Mónica, pues supo soportar con paciencia cada uno de nuestros caprichos, regañones y protestas, procurando prestarnos el mejor servicio.

A Juan Enrique López y Jairo Sánchez, pues su apoyo fue fundamental en el desarrollo de este proyecto.

A los operadores de los campos Castilla y Chichimene, que me enseñaron el gusto por el tratamiento de las emulsiones... y uno que otro chiste.

A los jugadores, entrenadores y directivos del Real Madrid C.F. y de la Selección Colombia, pues el hecho de que durante el curso de esta especialización no ganaran ningún título hizo que me alejara del fútbol y me acercara a la lectura.

Al Señor Edwin Drake, quien perforó el primer pozo de petróleo del mundo, pues sin su aporte este libro no tendría ningún sentido.

A los señores Richard Brodie y Charles Simonyi, creadores del software Microsoft Word, que facilitó enormemente el trabajo.

A los señores Carlos López Puccio, Jorge Maronna, Marcos Mundstock, Carlos Núñez Cortés y Daniel Rabinovich, por los maravillosos espectáculos teatrales que amenizaron la realización de este trabajo.

A Johann Sebastian Mastropiero, por componer las obras que integraron esos espectáculos.

A David Yallop, Eric Fratini, Lynn Picknett, Juan José Benítez, Agatha Christie, Joanne Rowling, Daniel Samper Pizano y David Sánchez Juliao, por los libros que escribieron con esmero para que yo, al leerlos, pudiera pensar en algo distinto a este trabajo.

A todos los que de una u otra forma hicieron su aporte a la elaboración de este libro y que, por cuestiones de la edad, escapan a mi memoria.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. TEORÍA DE LAS EMULSIONES	17
1.1. FLUIDOS DE PRODUCCIÓN	17
Agua de formación	17
Petróleo	23
Gas	26
1.2. SÓLIDOS PROVENIENTES DEL YACIMIENTO	27
Arena	27
Asfaltenos	28
Parafinas	29
Otros sólidos	29
1.3. COMPONENTES DE LAS EMULSIONES	30
Fases de la emulsión	30
Agentes emulsificantes	32
Energía	33
1.4. ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES	34
Relación de fases	34
Temperatura	35
Agitación	36
Contenido de sólidos	36
Contenido iónico del agua	37
Productos químicos	37
Envejecimiento de la emulsión	38
2. TRATAMIENTO CONVENCIONAL DE EMULSIONES	39
2.1. PROCESOS INVOLUCRADOS EN EL ROMPIMIENTO DE EMULSIONES	39
Separación gravitacional	40
Coalescencia	43
Flotación	44
Filtración	44
2.2. TRATAMIENTO CONVENCIONAL DEL CRUDO	45
Tratamiento químico	46
<i>Gun Barrels</i>	48
Calentadores y tratadores térmicos	50
Tratadores electrostáticos	54

2.3. TRATAMIENTO CONVENCIONAL DEL AGUA	56
Tratamiento químico	56
<i>Skim tanks y skim vessels</i>	57
Coalescedores	59
Celdas de flotación	63
Piscinas de estabilización	66
3. NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA EL TRATAMIENTO DE EMULSIONES	68
3.1. SEPARACIÓN POR MEDIO DE TRATADORES CENTRÍFUGOS	68
Funcionamiento	68
Ventajas y desventajas	71
3.2. TRATAMIENTO CON ULTRASONIDOS	73
3.3. DESHIDRATACIÓN MAGNÉTICA DE CRUDOS	75
3.4. TRATAMIENTO CON MICROONDAS	78
3.5. TRATAMIENTO CON MICROBURBUJAS	79
3.6. COMPARACIÓN ENTRE TECNOLOGÍAS	81
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	87
BIBLIOGRAFÍA	90

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Estructura molecular del agua.	18
Figura 2. Diagrama de Stiff para el agua de mar.	19
Figura 3. Diagrama de Stiff como criterio de comparación, campos Bloomer (izquierda) y Neale (derecha).	20
Figura 4. Relación entre la viscosidad y la presión.	21
Figura 5. Variación de la viscosidad con la temperatura y el contenido de sólidos.	22
Figura 6. Clasificación del crudo en función de la gravedad API.	25
Figura 7. Fases constituyentes de una emulsión.	31
Figura 8. Microfotografías de diferentes tipos de emulsión.	31
Figura 9. Molécula de estearato de sodio (jabón común), un tensoactivo.	32
Figura 10. Ubicación del agente emulsificante en la interfase.	33
Figura 11. Variación de la viscosidad con la temperatura para varios crudos.	35
Figura 12. Esquema de una estación de recolección y tratamiento.	40
Figura 13. Variación del factor de Stokes con temperatura y gravedad API.	42
Figura 14. <i>Gun Barrel</i> .	49
Figura 15. Calentador directo.	50
Figura 16. Calentador indirecto.	51
Figura 17. Tratador térmico vertical.	53
Figura 18. Tratador electrostático.	54
Figura 19. Esquema de un tratador electrostático.	55
Figura 20. Acción del floculante en una emulsión inversa.	57
Figura 21. <i>Skim tank</i> .	58
Figura 22. <i>Skim vessel</i> horizontal.	59
Figura 23. Vistas esquemáticas de un coalescedor.	60
Figura 24. Funcionamiento de las placas de un coalescedor.	61
Figura 25. Esquema del flujo a través de un coalescedor de placas corrugadas.	62
Figura 26. Celda de flotación.	64
Figura 27. Esquema de una celda de flotación.	64
Figura 28. Funcionamiento de una celda de flotación.	65
Figura 29. Esquema de una piscina de estabilización.	66
Figura 30. Vista general de un tratador centrífugo.	69
Figura 31. Esquema del funcionamiento de un tratador centrífugo.	69

Figura 32. Corte vertical del interior de un tratador centrífugo.	70
Figura 33. Efecto de la aplicación de ultrasonidos.	74
Figura 34. Emulsión con presencia de parafinas disueltas.	75
Figura 35. Efecto del campo magnético.	76
Figura 36. Prototipo de tratamiento magnético, campo Dina Terciarios.	77
Figura 37. Agua mezclada con microburbujas.	80
Figura 38. Tanque para el tratamiento con microburbujas.	81

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Comparación de las propiedades de algunos líquidos.	18
Tabla 2. Especificaciones de calidad del agua para vertimientos.	23
Tabla 3. Tipos de filtración.	45
Tabla 4. Eficiencia de las celdas de flotación.	65
Tabla 5. Muestras de crudo usadas.	74
Tabla 6. Resultados de la prueba del tratador magnético.	77
Tabla 7. Ventajas y desventajas de los sistemas de tratamiento.	82
Tabla 8. Comparación técnica entre tecnologías.	85

RESUMEN

TITULO: TECNOLOGÍAS DE TRATAMIENTO DE EMULSIONES EN CAMPOS PETROLEROS¹

AUTOR: ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ²

PALABRAS CLAVE: Tratamiento, emulsiones, crudo, agua, nuevas tecnologías, facilidades de superficie.

La extracción de petróleo siempre trae consigo una considerable cantidad de agua que se mezcla con el crudo dando lugar a emulsiones que, en mayor o menor medida, resultan difíciles de separar. Durante la historia de la industria de los hidrocarburos se han desarrollado diversas tecnologías que buscan el rompimiento de las emulsiones. Básicamente, el tratamiento que existe en la actualidad se puede resumir en cuatro partes: inyección de químicos, segregación gravitacional, calentamiento y tratamiento electrostático. Pero en los últimos años han surgido nuevas técnicas, como el uso de centrífugas, microondas, ultrasonidos y microburbujas, que han permitido obtener buenos resultados en los campos de petróleo.

El presente trabajo presenta una recopilación de información técnica acerca del tratamiento de las emulsiones. La primera sección define las emulsiones, sus componentes, los procesos que las forman y las variables que afectan su estabilidad. El segundo capítulo describe las tecnologías convencionales para el tratamiento de las emulsiones. Y la tercera parte presenta un compendio de nuevas tecnologías que se han desarrollado para tratar las emulsiones. Finalizando con una comparación técnica entre las diversas tecnologías, donde se presentan los pros y contras de cada técnica.

Este texto se constituye en una herramienta básica de consulta para los estudiantes de ingeniería de petróleos, así como para los profesionales que pretenden plantear esquemas novedosos para el tratamiento de los fluidos en sus campos de producción.

¹ Monografía.

² Ingeniero de Petróleos. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Director: Ing. Nicolás Santos Santos, M.Sc.

ABSTRACT

TITLE: OILFIELD EMULSION TREATMENT TECHNOLOGIES³

AUTHOR: ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ⁴

KEYWORDS: Treatment, emulsions, oil, water, new technologies, surface facilities.

Petroleum production has a considerable amount of water, which is mixed with oil, generating emulsions. The separation of that emulsions could be easy or hard, according to many factors.

Along the hydrocarbon industry history, many technologies have been developed in the emulsion breaking area. Basically, the actual treatment has four parts: chemical treatment, gravity drainage, heating and electrostatic treatment. But, in the last years, new techniques have appeared, as the use of centrifuges, microwaves, ultrasounds and microbubbles, which have allowed to get good results in petroleum fields

This work presents a technical information compilation about the emulsion treatment. First section defines the emulsion, its components, the processes that form it and the variables that affect its stability. Second chapter describes the conventional technologies for emulsion treatment. And, third section presents a summary of new technologies developed for emulsion breaking. At the ending, there is a technical comparison between technologies, presenting advantages and disadvantages of everyone.

This text becomes a basic consulting tool for petroleum engineering students and the engineers who pretend to plan new fluid treatment systems at their oil production fields.

³ Monograph.

⁴ Petroleum Engineer. Physiochemical Engineering Faculty. Hydrocarbon Production Specialization.
Director: Eng. Nicolás Santos Santos, M.Sc.

INTRODUCCIÓN

La producción de petróleo se encuentra ligada íntimamente con las emulsiones. El agua y el crudo que han permanecido en contacto durante millones de años en una roca del subsuelo dejan su estado de reposo por la acción del hombre y fluyen hacia la superficie a través de un tortuoso camino que los altera profundamente, generando emulsiones. Y aunque es común el refrán de “se unen más fácil el agua y el aceite”, lo cierto es que no sólo se unen, sino que es realmente difícil separarlos.

Desde siempre, en la industria de los hidrocarburos ha estado presente el reto de cómo disociar el agua y el crudo, pues es necesario que cada uno se encuentre libre del otro para sus usos posteriores: el crudo, para refinarlo y el agua, para disponerla o inyectarla.

Para llegar a entender los métodos que permiten romper las emulsiones es necesario conocer las emulsiones, definir sus componentes, describir los procesos que las generan e identificar las variables que afectan su estabilidad. Estos temas se presentan en el primer capítulo de este trabajo, como fundamentación teórica básica para el posterior análisis de las tecnologías que existen actualmente para el tratamiento de las emulsiones.

Una vez se ha realizado este estudio teórico, se proponen dos capítulos más. El primero de ellos recopila la información general sobre los métodos convencionales que se han aplicado en el tratamiento de las emulsiones en los campos del mundo, describiendo en términos sencillos los procesos que se encuentran involucrados en cada uno de ellos. Posteriormente, se presenta un compendio de varias técnicas muy novedosas para el tratamiento de emulsiones. Se estudian, entre otros, el tratamiento con centrifugas, con microondas, con ultrasonidos y con microburbujas, tecnologías que han aparecido en los últimos años y que, en uno u otro grado, han mostrado buenos resultados en el rompimiento de las emulsiones.

Finalmente, se realiza una comparación técnica entre las diversas tecnologías, con el fin de establecer los puntos fuertes y débiles de cada una, permitiendo que las futuras tomas de decisiones se realicen con bases sólidas, entendiendo los principios que rigen cada técnica, visualizando los procesos y considerando las variables que afectan a los equipos que se van a emplear en el tratamiento de las emulsiones de cada campo.

El objetivo, pues, es entregarle a la comunidad universitaria una herramienta pedagógica que puede ser utilizada en diversos escenarios. Desde la academia, en el estudio de las facilidades de superficie, hasta la práctica, en la elaboración de una ingeniería conceptuales o básica durante el desarrollo de un campo de producción.

Queda a su disposición un texto básico acerca de las emulsiones, el cual incluye los más recientes avances tecnológicos en la materia, que pretende hacerse entender por su terminología sencilla y su carácter descriptivo.

Este es el resultado de dos años de estudio en la Especialización en Producción de Hidrocarburos y de algunos años en el campo, recopilando información acerca del apasionante tema de las emulsiones. Ojalá que sea el punto de partida para futuros trabajos de investigación que le permitan a la Escuela de Petróleos UIS la generación de opciones tecnológicas para este reto continuo de nuestra industria.

¡Buen provecho!

1. TEORÍA DE LAS EMULSIONES

Una emulsión es, en términos generales, una mezcla heterogénea de dos o más líquidos inmiscibles. En el marco de la industria del petróleo, cuyo objetivo es extraer hidrocarburos del subsuelo, es importante reconocer que éstos se encuentran en el yacimiento coexistiendo con agua; y dado que el agua y los hidrocarburos son sustancias inmiscibles debido a su naturaleza química, la producción de petróleo se encuentra fuertemente ligada al manejo y tratamiento de emulsiones.

1.1. FLUIDOS DE PRODUCCIÓN

Además de las rocas, que constituyen la fase sólida del yacimiento y que en algunas ocasiones pueden generar partículas finas que son arrastradas a la superficie, el yacimiento está constituido por diversos fluidos que ascienden a través de los pozos. Básicamente, se puede decir que los fluidos presentes en un yacimiento son el agua, el petróleo crudo y el gas, siendo este último un fluido que puede fluir desde enormes volúmenes hasta cantidades que pueden considerarse despreciables.

1.1.1. Agua de formación

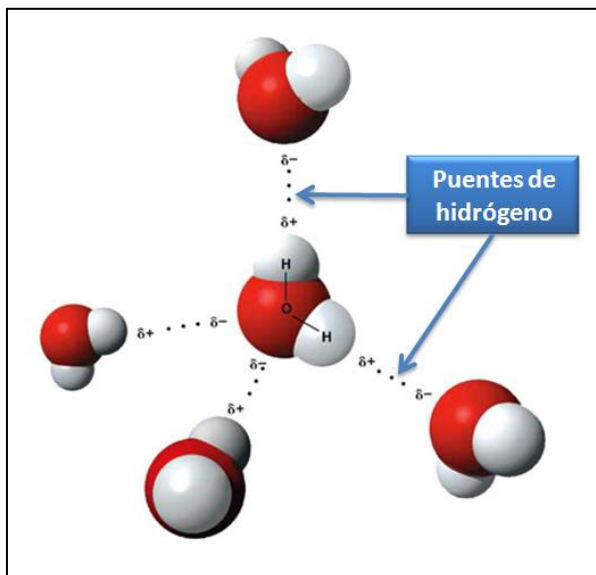
El agua puede ser entendida como un polímero, pues aunque su fórmula se exprese como H_2O , es decir, como una molécula conformada por dos átomos de hidrógeno por uno de oxígeno, la realidad muestra que este modelo estático no describe el comportamiento del agua. Existen fuerzas de atracción entre estas moléculas individuales por medio de los llamados *puentes de hidrógeno*⁵, los cuales llevan a que se forme una vasta red de oxígenos e hidrógenos interconectados, tal como ocurre en el caso de un polímero.

La presencia de *puentes de hidrógeno* en el agua es la responsable de varias de sus propiedades más singulares. Por mencionar tres ejemplos, el punto de ebullición, la

⁵ Los *puentes de hidrógeno* son una forma de enlace atómico que se forma por la atracción eléctrica entre un átomo de hidrógeno y un átomo con alta electronegatividad (normalmente, oxígeno, nitrógeno o flúor), lo que genera una atracción dipolar más débil que un enlace covalente, pero lo suficientemente fuerte como para mantener ligados a los átomos.

viscosidad y la tensión superficial del agua son mucho más altos que los de otros líquidos con densidades similares (ver tabla 1).

Figura 1. Estructura molecular del agua.



Fuente: IUPAC⁶. Modificada.

Esta descripción del agua se refiere al “agua pura”, sustancia que difícilmente se obtiene en la práctica, pues el agua es un excelente disolvente de gases, sólidos y otros líquidos. En el caso que compete a este trabajo, entenderemos al agua como ese compuesto de hidrógeno y oxígeno, sin olvidar que se encuentra asociada a otras sustancias.

Tabla 1. Comparación de las propiedades de algunos líquidos.

Sustancia	Densidad (g/cm ³)	Punto de ebullición (°C)	Viscosidad a 25°C (cP)	Tensión superficial (N/m)
Agua	1,000	100,0	0,894	72,75
Benceno	0,879	80,1	0,604	28,85
Acetona	0,790	56,3	0,306	23,70
Etanol	0,789	78,4	0,544	22,75

Fuente: Chang, R.⁷ Modificada.

El agua que se encuentra en los yacimientos generalmente presenta un alto contenido de sólidos disueltos, siendo el compuesto más abundante el cloruro de sodio. Para entender qué tan salada puede llegar a ser esta agua, puede

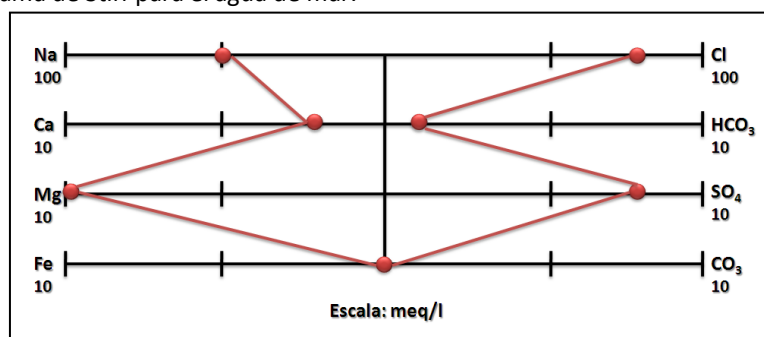
⁶ IUPAC. Compendium of Chemical Terminology. Oxford: Blackwell Scientific Publications, 1997.

⁷ CHANG, Raymond. Química, 10 ed. México: McGraw-Hill, 2010.

considerarse que el agua de mar contiene unas 35.000ppm⁸ de sólidos disueltos, mientras que el agua de formación puede alcanzar valores de 300.000ppm de iones como sodio (Na⁺), calcio (Ca⁺⁺) y magnesio (Mg⁺⁺), entre los cationes, y cloruro (Cl⁻), sulfato (SO₄⁻²) y carbonato (CO₃⁻²), entre los aniones. La interacción de estos iones implica problemas como la precipitación de sólidos y la corrosión, que reducen la vida útil de los elementos del sistema de producción.

El contenido de sólidos del agua se puede representar gráficamente mediante un diagrama de Stiff. La construcción y su subsecuente lectura de estas gráficas resultan sencillas. Se ubica un eje vertical en el centro de la gráfica, el cual representa el cero. Este eje es intersecado por varios ejes horizontales (normalmente cuatro) que permiten graficar la magnitud del contenido de los iones más comunes. A la izquierda se ubican los cationes (normalmente, sodio, calcio, magnesio y hierro) y a la derecha, los aniones (normalmente, cloruro, bicarbonato, sulfato y carbonato). Cada uno de estos ejes horizontales puede tener su propia escala (normalmente, los ejes superiores tienen escalas más grandes debido a que son iones más comunes) siendo la unidad más común en este tipo de diagramas los *miliequivalentes por litro*⁹. A continuación se ubica un punto en cada uno de estos ejes horizontales, representando la magnitud del contenido del ión en el agua. Finalmente, estos puntos se unen con una línea continua, quedando así construido el diagrama.

Figura 2. Diagrama de Stiff para el agua de mar.



Fuente: McCain, W¹⁰. Modificada.

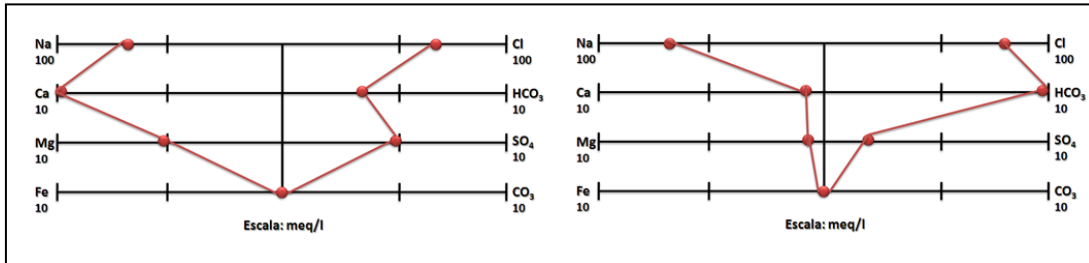
⁸ Las *partes por millón* (ppm) son la forma más común de cuantificar el contenido de un sólido en un líquido. Una *ppm* se refiere a un gramo de sólido por cada millón de gramos de líquido. Otra unidad usada frecuentemente es el *miligramo por litro* (mg/l), que se refiere a cuántos miligramos de sólido contiene un litro de líquido. Al multiplicar las *partes por millón* por la densidad del líquido a condiciones estándar se obtiene la concentración en *miligramos por litro*. Dado que el agua tiene una densidad de un gramo por mililitro, para las soluciones acuosas se asume que las concentraciones en *partes por millón* y en *miligramos por litro* son iguales.

⁹ Los *miligramos por litro* (mg/l) pueden ser convertidos a *miliequivalentes por litro* (meq/l) dividiendo por el *peso equivalente*. Para el caso de iones, el *peso equivalente* se obtiene dividiendo la masa atómica del ion por su valencia.

¹⁰ MCCAIN, William. The properties of petroleum fluids. Tulsa: Pennwell, 1990.

La principal ventaja que representa el uso de diagramas de Stiff radica en la facilidad para comparar el agua obtenida de diferentes yacimientos. Por ejemplo, en la figura 3 se grafican las características del agua de formación de dos campos de los Estados Unidos.

Figura 3. Diagrama de Stiff como criterio de comparación, campos Bloomer (izquierda) y Neale (derecha).



Fuente: McCain, W¹¹. Modificada.

Como se verá posteriormente, el tipo y la cantidad de iones que contiene el agua de formación es un factor determinante para el comportamiento y el tratamiento de las emulsiones de cada campo.

Otro aspecto importante a tener en cuenta es el de la densidad del agua de formación, pues ésta se ve afectada por el contenido de sólidos disueltos en ella. Así, el agua que se produce en los campos petroleros presenta valores de salinidad entre 62,4lb/ft³ para el caso del agua dulce, hasta más de 65 lb/ft³ para el caso de yacimientos con altas concentraciones de iones.

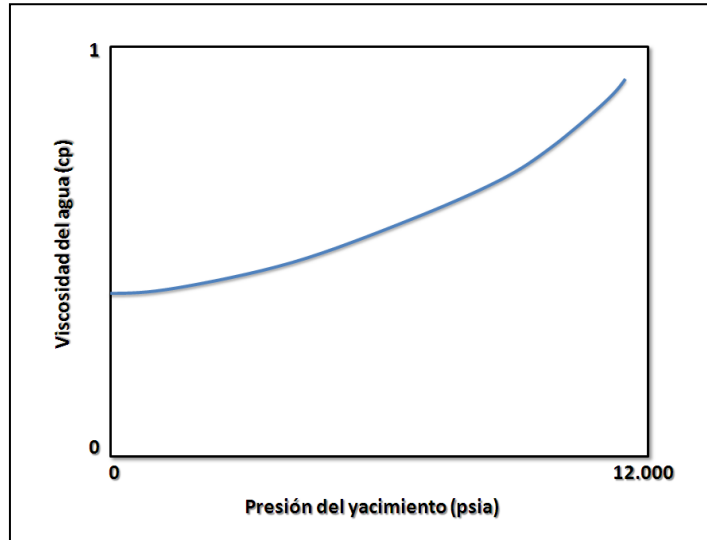
Además de la densidad y del contenido de iones, otra propiedad a tener en cuenta es la viscosidad del agua. La viscosidad es entendida como la resistencia que tiene un fluido a su propio movimiento, debida a las fuerzas de atracción que existen entre las moléculas que lo constituyen. Esta propiedad, representada con la letra griega mu (μ) y medida en *poise*¹² y *centipoise*¹³, se ve afectada fundamentalmente por la presión (ver figura 4), el contenido iónico y la temperatura (ver figura 5).

¹¹ MCCAIN, William. The properties of petroleum fluids. Tulsa: Pennwell, 1990.

¹² El *poise* es la unidad de viscosidad del sistema *cgs*, llamado así como homenaje a Jean Louis Marie Poiseuille (1799-1869), quien demostró experimentalmente y formuló posteriormente un modelo matemático para el flujo de fluidos a través de tuberías, conocido como Ley de Poiseuille. El poise se define como 1 poise = 1 g/(cm·s) = 0,1 Pa·s.

¹³ Un *centipoise* (cp) se define como la centésima parte de un *poise*. Esta unidad es, en realidad, la más utilizada para expresar la viscosidad, dado que la viscosidad del agua es del orden de 1cp y se toma como un parámetro de referencia para decir que una sustancia es tantas veces más viscosa que el agua o, lo que es igual, que una sustancia se mueve tantas veces más despacio que el agua en una determinada condición.

Figura 4. Relación entre la viscosidad y la presión.



Fuente: McCain, W¹⁴. Modificada.

Como se observa, la relación entre la viscosidad y la presión es directa. Esto se puede explicar, en términos simples, porque el hecho de que el agua se encuentre sometida a una mayor presión implica una mayor fricción entre sus moléculas, generando una mayor dificultad para el flujo, esto es, una mayor viscosidad.

Por otra parte, la relación entre la viscosidad y la temperatura es inversa, pues las fuerzas de atracción intermoleculares o *puentes de hidrógeno* se ven debilitados por la energía suministrada en forma de calor al agua. A nivel microscópico este fenómeno favorece la movilidad de las moléculas, lo que se refleja en el plano macroscópico en una reducción de la viscosidad.

Mientras que el hecho de que existan iones disueltos en el agua incrementa la viscosidad del agua pues estos iones (positivos y negativos) contribuyen a la polarización de las moléculas de agua, fortaleciendo los puentes de hidrógeno y, al mismo tiempo, dificultando el movimiento de las moléculas, es decir, incrementando la viscosidad.

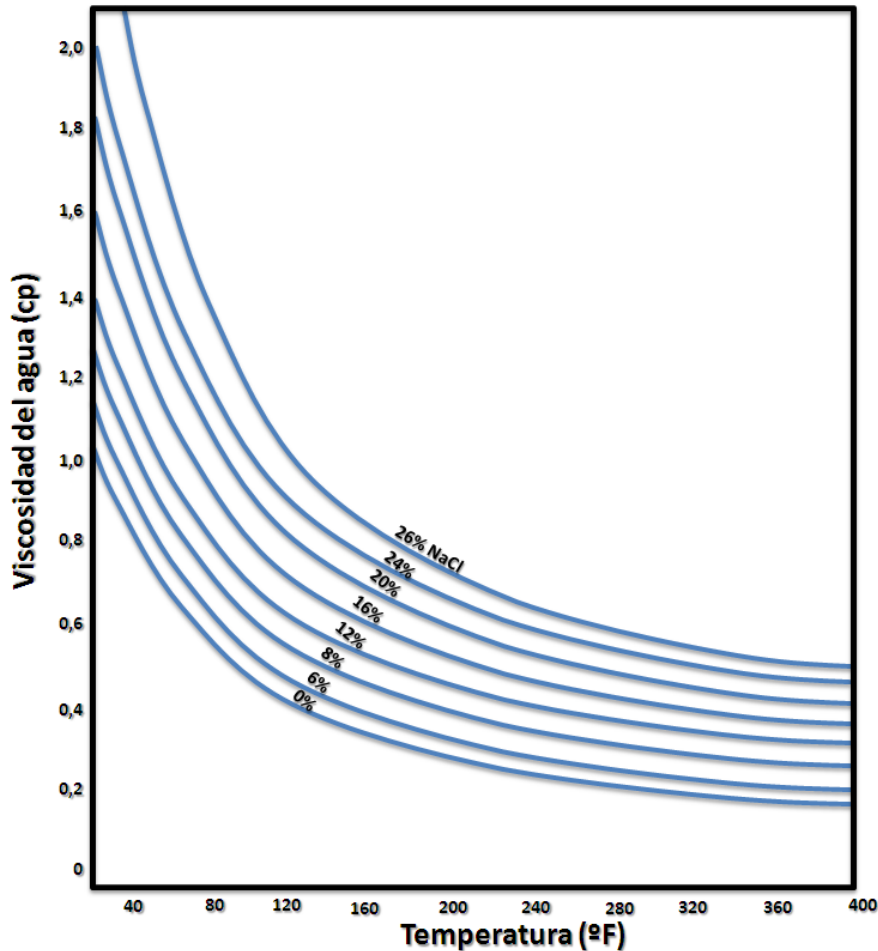
Más adelante se verá que el aprovechamiento de uno o varios de estos factores puede favorecer el rompimiento de una emulsión.

Durante la producción de crudo, el agua tiene dos posibles puntos de disposición final. En primer lugar, puede ser inyectada al yacimiento, para lo cual es importante determinar si algunas sustancias con las que ha estado en contacto en superficie

¹⁴ MCCAIN, William. The properties of petroleum fluids. Tulsa: Pennwell, 1990.

(oxígeno, productos químicos, entre otros) pueden afectar las condiciones del yacimiento. En muchos casos se requiere del uso de filtros y de productos como secuestrantes de oxígeno y bactericidas antes de la inyección para evitar daños a la formación. Evidentemente, esto depende de las condiciones particulares de cada campo.

Figura 5. Variación de la viscosidad con la temperatura y el contenido de sólidos.



Fuente: McCain, W¹⁵. Modificada.

La otra forma de disponer el agua es el vertimiento a un cuerpo de agua, normalmente un río. En Colombia, los vertimientos están reglamentados por el decreto 1594 de 1984¹⁶, siendo las principales especificaciones del agua vertida las

¹⁵ MCCAIN, William. The properties of petroleum fluids. Tulsa: Pennwell, 1990.

¹⁶ Actualmente se encuentra en curso una modificación de la legislación colombiana sobre los vertimientos. Se presume que será mucho más exigente con los vertimientos que existen actualmente o que, incluso, suprimirá los vertimientos en cuerpos de agua, forzando a las compañías operadoras a realizar procesos de inyección de agua como único medio de disposición final del líquido.

que se enuncian en la tabla 2. Para efectos del presente trabajo, se estudiará lo que concierne al control del contenido de grasas, aceites y sólidos en el agua de producción.

Tabla 2. Especificaciones de calidad del agua para vertimientos.

Parámetro	Valor permitido
Temperatura (°C)	<40
pH	5-9
DBO ₅ ¹⁷	Remoción >80%
Sólidos suspendidos	Remoción >80%
Grasas y aceites	Remoción >80%
Fenoles (mg/l)	0,2
Bario (mg/l)	5

Fuente: Decreto 1594 de 1984.

Lo que se incluye en el citado decreto, sumado a algunas disposiciones emitidas por corporaciones regionales, constituye un punto de especial atención en las estaciones de recolección y tratamiento, pues el incumplimiento de éstas implica fuertes sanciones que pueden llegar, incluso, al cierre temporal de un campo de producción.

1.1.2. Petróleo

El objetivo principal de los procesos que se llevan a cabo en una estación de recolección y tratamiento es el de llevar el crudo a las condiciones que exigen los propietarios de los oleoductos, las refinerías y/o los buques para transporte marítimo de crudo. En nuestro país, existen acuerdos entre cada campo y sus clientes, mediante los cuales se especifican las características que debe cumplir el crudo para que sea aceptado. Los parámetros que se miden para verificar la calidad del crudo generalmente son: BS&W¹⁸, contenido de sal, gravedad API, viscosidad y contenido de azufre, entre otros. En el marco del presente trabajo, sólo se hará

¹⁷ DBO₅ es la sigla de “Demanda Bioquímica de Oxígeno a los cinco días” y se refiere a la cantidad de materia susceptible a ser consumida u oxidada por medios biológicos, es decir, a la cantidad de alimento disponible que tienen los microorganismos en esa cantidad de agua. Cuanto más alimento (más DBO) tenga el agua, mayor es la probabilidad de que se desarrollen microorganismos (bacterias, hongos, virus, etc.) en el agua, lo que resulta perjudicial para las comunidades que se abastezcan del cuerpo de agua.

¹⁸ El BSW (sigla inglesa de *Basic Sediment and Water*) se define como el porcentaje volumétrico de agua y sólidos que contiene un hidrocarburo líquido. En este caso se refiere al petróleo, pero se puede hablar del BSW de un combustible (gasolina, diesel, jet fuel), de un solvente (bencina, nafta, etc.) o de cualquier otro hidrocarburo líquido.

referencia a los procesos que se realizan con el fin de obtener el BS&W requerido por el cliente.

En el marco del tratamiento de emulsiones existen muchas propiedades que influyen en la separación agua - petróleo, pero quizás las que revisten una gran importancia son tres: el tipo de crudo, la gravedad API y la viscosidad.

Existen diversas formas de clasificar el crudo. En algunos casos, se clasifica el crudo de acuerdo con su composición, dividiéndolo en crudo parafínico, asfáltico y de base mixta.

Los crudos parafínicos se caracterizan por su color claro y su baja gravedad específica (del orden de 0,85), debido a que se encuentran compuestos por una gran cantidad de hidrocarburos saturados o parafínicos. Estos crudos permiten la obtención de grandes cantidades de gasolina y aceites lubricantes en su proceso de refinación y son, por ende, los crudos más costosos.

Los crudos asfálticos o nafténicos se caracterizan por su alto contenido de aromáticos, su color oscuro, su alta viscosidad y su alta gravedad específica (del orden de 0,95). Al ser sometidos a procesos de refinación, estos crudos permiten la obtención de grandes cantidades de asfalto y demás derivados pesados del crudo.

Es importante aclarar que el hecho de que un crudo sea asfáltico no implica necesariamente que se encuentre asociado a la presencia de asfaltenos¹⁹, sino al contenido de asfalto.

Evidentemente, los crudos de base mixta son una mezcla de los asfálticos y los parafínicos, con densidades y precios intermedios.

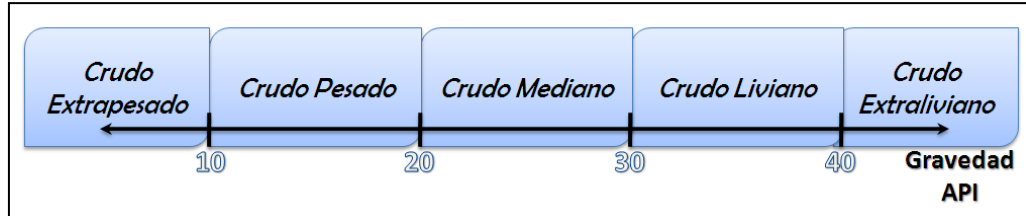
La forma de determinar exactamente qué tipo de crudo se está produciendo es mediante el análisis SARA, un procedimiento de laboratorio que permite determinar el contenido de los cuatro tipos de hidrocarburos: saturados (S), aromáticos (A), resinas (R) y asfaltenos (A).

Otra forma de clasificar el crudo es de acuerdo con su gravedad API. En la literatura se encuentran diversas denominaciones para el crudo en función del API, pero recogeremos la que consideramos más sencilla de manejar. Desde crudos con una

¹⁹ Ver la sección 1.2.2.

gravedad API mayor que 40, que se llaman extralivianos, hasta los que tienen una gravedad API menor que 10, denominados extrapesados.

Figura 6. Clasificación del crudo en función de la gravedad API.



Fuente: Autor.

La gravedad API es una medida de la densidad de un líquido, y en el caso del petróleo se encuentra ligada fuertemente a la composición del mismo. En términos matemáticos, la gravedad específica se relaciona directamente con la gravedad específica y ésta, a su vez, con la densidad del crudo.

$$API = \frac{141,5}{GE_0} - 131,5$$

La gravedad específica de un líquido se define como la relación entre la densidad de ese líquido y la densidad de referencia, es decir, la densidad del agua²⁰.

$$GE_0 = \frac{\rho_o}{\rho_w}$$

En general, los líquidos son incompresibles, es decir, su densidad no se ve afectada por las variaciones de presión. Sin embargo, existe una relación entre la densidad y la temperatura, pues a medida que se calienta el crudo se produce su expansión, lo que lleva a una reducción de su densidad y de la gravedad específica. Por esta razón, se debe reportar la gravedad API expresando la temperatura a la cual se midió. Para efectos de medición de hidrocarburos en operaciones como la transferencia de custodia, deben utilizarse factores de corrección que permiten normalizar el valor de la gravedad API a condiciones estándar²¹.

La viscosidad del crudo, al igual que la del agua y los demás líquidos, se relaciona de forma inversa con la temperatura. A pesar de que existen muchas correlaciones para

²⁰ Para el cálculo de la gravedad específica de los gases, la densidad de referencia es la densidad del aire.

²¹ Para la industria petrolera se consideran como condiciones estándar una temperatura de 60°F y una presión de Opsia, es decir, 14.7psig.

estimar el valor de la viscosidad, el mejor método para obtener este dato es la medición en el laboratorio. Los análisis de este tipo generalmente se basan en la medición del tiempo que le toma a un volumen de líquido fluir a través de un orificio de diámetro conocido.

Beggs y Robinson desarrollaron una sencilla pero precisa correlación para el cálculo de la viscosidad del crudo, a partir de la observación del comportamiento de 460 tipos de petróleo.

$$\mu = 10^x - 1$$

Donde:

$$x = 10^{(3,0324 - 0,02023G)(T)^{-1,163}}$$

Teniendo que:

- μ : Viscosidad del crudo (cp)
- T : Temperatura del crudo (°F)
- G : Gravedad específica del crudo

Los crudos empleados en la determinación de esta correlación empírica se encuentran en el rango de 16 a 50°API, con temperaturas desde 70 hasta 295°F. Sin embargo, es muy conveniente que en cada campo se realicen los análisis de laboratorio que permitan caracterizar los fluidos que se van a tratar.

1.1.3. Gas

Los componentes más ligeros del petróleo, es decir, aquellos que tienen una menor masa molar tienden a separarse de la fase líquida. Esta fase gaseosa se separa del crudo y el agua en la primera etapa del tratamiento de los fluidos en las estaciones de recolección, por medio de separadores, los cuales llevan el líquido a su punto de burbuja, permitiendo la liberación del gas. Debido a que el gas no está presente (o lo está en pequeñas cantidades) durante el resto del proceso, es decir, durante las diferentes etapas en las que se realiza el rompimiento de las emulsiones, no va a ser tenido en cuenta en el estudio de estos procesos.

Quizás lo más relevante en este sentido es el hecho de que la liberación de gas reduce significativamente el contenido de livianos en la fase líquida y, por ende,

implica un aumento en la viscosidad del crudo aguas abajo del separador, dificultando un poco la separación del petróleo y el agua, como se verá más adelante.

1.2. SÓLIDOS PROVENIENTES DEL YACIMIENTO

Si bien un estado ideal en la producción de petróleo es que éste fluyera a la superficie en una corriente limpia, únicamente con una cierta cantidad de agua, la realidad indica que estos dos líquidos arrastran consigo una serie de sustancias que pueden encontrarse en fase sólida o bien precipitarse como sólidos durante los procesos de extracción, recolección y tratamiento de los fluidos, ocasionando problemas operacionales como corrosión y abrasión, y dificultando el proceso de separación de las emulsiones.

1.2.1. Arena

En muchos casos se observa que la producción de fluidos implica un arrastre de granos de arena del yacimiento hacia el pozo. Esta condición se presenta frecuentemente en yacimientos someros, pues la poca presión de sobrecarga²² existente conlleva a que los granos de arena no se encuentren bien consolidados, razón por la cual pueden ser arrastrados fácilmente hacia la superficie.

Los tamaños de grano de estos sólidos pueden ir desde los muy pequeños (limos y arcillas), del orden de micras o incluso armstrongs, hasta granos de gran tamaño, del orden de varios milímetros.

Los sólidos de grano fino se relacionan directamente con las emulsiones pues estos limos tienden a ubicarse en la interfase de las gotas de agua, actuando como un tensoactivo²³. Por su parte, los sólidos de tamaños grandes se precipitan fácilmente y no se relacionan con las emulsiones, sino que se acumulan en aquellos puntos del sistema donde existen bajas velocidades de flujo: fondo del pozo, separadores, tanques, etc.

²² La *presión de sobrecarga* (llamada *overburden*, en inglés) se refiere a la presión que ejercen las capas externas de la corteza terrestre sobre las capas que se encuentran a mayor profundidad. Cuanto más profunda se encuentre una formación rocosa, mayor es la presión que debe soportar, pues tiene más capas de roca sobre ella.

²³ Ver la sección 1.3.2.

1.2.2. Asfaltenos

Definir qué es un asfalteno podría ser materia de un libro completo, pues existen muchas y variadas descripciones. Comúnmente se definen como “la fracción de crudo insoluble en solventes alifáticos de bajo peso molecular, como n-pentano y n-heptano, pero solubles en tolueno”. Otros autores hablan de los asfaltenos como “sólidos depositados de un crudo debido a la adición de un exceso de n-pentano”. Una última, para no agobiar al lector con definiciones complicadas dice que “los asfaltenos son moléculas planas, poli-aromáticas y poli-cíclicas que contienen heteroátomos y metales, que existen en un estado de agregación en suspensión y están rodeados y estabilizados por resinas; no son puros, ni son moléculas idénticas, se sabe que tienen una carga eléctrica, y se piensa que están poli-dispersos”.

Como se ve, son definiciones complejas que dicen mucho pero a la vez poco en el sentido práctico. En términos sencillos, los asfaltenos son sustancias muy diversas, es decir, son sólidos que están formados por diferentes hidrocarburos, en su mayoría aromáticos, con grupos funcionales que incluyen átomos de nitrógeno, oxígeno, azufre e, incluso, vanadio y otros metales.

Los anillos aromáticos le dan a las moléculas del asfalteno una región no polar²⁴ que se disuelve fácilmente en el crudo, mientras que los grupos funcionales hacen que otras regiones de la molécula sean altamente polares. Esta condición hace que los asfaltenos actúen como agentes emulsificantes²⁵, favoreciendo la emulsión.

Los asfaltenos suelen estar dispersos, ubicados en la interfase agua-petróleo del fluido de producción, pero al variar las condiciones termodinámicas pueden llegar a precipitarse. En la mayoría de los casos, la precipitación de los asfaltenos ocurre al enfriarse la corriente que fluye desde el yacimiento, generando acumulaciones de estos sólidos en líneas de flujo, separadores, tanques, etc., lo cual se constituye en un gran problema para la operación, pues reduce la capacidad de flujo del sistema.

²⁴ La *polaridad* es una propiedad de las moléculas que representa la desigualdad de las cargas eléctricas presentes en ellas. La *polaridad* de una molécula resulta de la suma vectorial de los *momentos dipolares eléctricos* de los enlaces que la componen. Si las cargas eléctricas de la molécula están bien distribuidas (como en el caso de la cadena de un alcano) se obtendrá como resultado de la suma de los *momentos* el valor de cero, siendo esta una molécula no polar. Por el contrario, si existe un desbalance eléctrico (como en el agua, cuya molécula tiene una zona positiva y una negativa) se habla de una molécula polar.

²⁵ Ver la sección 1.3.2.

Otras condiciones que favorecen la precipitación de los asfaltenos son las caídas drásticas de la presión, la inyección de gases ricos, la dilución con solventes, la presencia de ácidos (por ejemplo, en trabajos de estimulación de pozos), la mezcla de diferentes tipos de crudo y la presencia de otros sólidos suspendidos (arcillas, limaduras de metales, etc.).

1.2.3. Parafinas

Aunque el término parafina se refiere a los compuestos hidrocarburos de cadenas lineales o ramificadas compuestas por carbonos saturados (como los alcanos, por ejemplo), en términos de campo se conoce con este nombre a una sustancia sólida que se deposita en diversos puntos del sistema de producción, acarreado problemas de taponamiento en las perforaciones, daños en el sistema de levantamiento artificial, taponamiento de líneas y accesorios, entre otros.

Es claro que existe una relación entre una y otra definición. Efectivamente, las parafinas son todos esos hidrocarburos saturados, los cuales van desde el metano hasta alcanos de 60 o más carbonos. Estos compuestos se encuentran en diferentes estados: los alcanos con cinco carbonos o menos se encuentran normalmente en fase gaseosa; los que tienen entre seis y quince carbonos tienden a ser líquidos; y los que poseen dieciséis o más carbonos tienden a solidificarse, formando depósitos.

La principal causa de depositación de las parafinas es el enfriamiento, pues la solubilidad de éstas en el crudo se reduce a medida que la temperatura desciende. Por medio de análisis de laboratorio se puede establecer a qué valor de temperatura se inicia el proceso de cristalización de la parafina, lo cual es sumamente importante en el momento de diseñar las facilidades de producción. Esa temperatura, en la que se forman los primeros cristales sólidos de parafina, se conoce como *punto de nube*, y es muy importante que se verifiquen si existen puntos del sistema que se encuentren por debajo de esta temperatura. De ser así, los problemas asociados a los depósitos de parafinas ocurrirán, a menos que se usen técnicas como la dilución de crudo con solventes o la adición de dispersantes, con el fin de mantener suspendidas las moléculas de parafina.

1.2.4. Otros sólidos

Durante la etapa de producción del crudo puede presentarse el movimiento de otros sólidos hacia la superficie. Por ejemplo, en los trabajos de perforación,

cementación, completamiento y estimulación de pozos se utilizan aditivos que pueden quedar dispersos en el pozo y ser arrastrados por el flujo al iniciar la producción.

La corrosión y la erosión de los componentes metálicos del sistema pueden ocasionar que algunos óxidos y fragmentos de los mismos componentes se desprendan y asciendan a través del pozo.

Aunque estos fenómenos ocurren con menos frecuencia que el arenamiento o la precipitación de sólidos suspendidos, es importante tenerlos en cuenta, pues pueden generar otros problemas, como se verá más adelante.

1.3. COMPONENTES DE LAS EMULSIONES

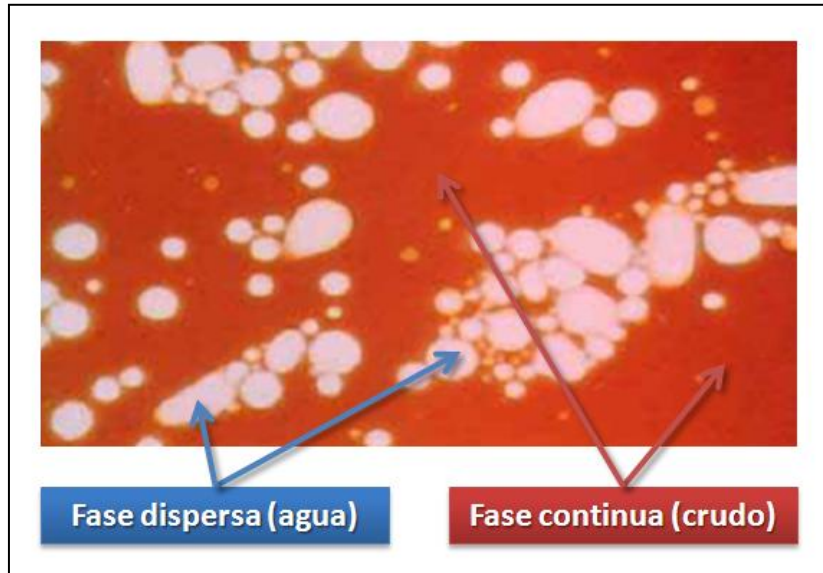
1.3.1. Fases de la emulsión

Dado que una emulsión se entiende como la mezcla de dos líquidos inmiscibles²⁶, es importante anotar que éstos no necesariamente deben encontrarse en la misma proporción, luego es de esperar que uno de estos fluidos se encuentre en mayor cantidad y el otro se encuentre disperso en el primero, en forma de gotas. Se definen, por tanto, dos fases en una emulsión. La *fase continua* hace referencia al fluido que se encuentra en mayor proporción (en algunos casos agua, en otros, petróleo), y la *fase dispersa* que se refiere al fluido que se encuentra distribuido en forma de gotas en la fase continua.

En la industria petrolera existen varios tipos de emulsiones de acuerdo con la distribución de las fases. En primer lugar, las emulsiones de crudo en agua (O/W, por sus iniciales en inglés) son las que normalmente se tienen desde el yacimiento hasta el sistema de deshidratación de crudo. Por otra parte, las emulsiones de agua en crudo (W/O) se encuentran en el sistema de tratamiento de agua de producción. Finalmente, en algunos puntos del sistema pueden presentarse emulsiones duales (W/O/W) en las cuales existen pequeñas gotas de agua dispersas en grandes gotas de crudo, que a su vez se encuentran dispersas en una fase continua de agua. En la figura 8 se presentan microfotografías de los diferentes tipos de emulsiones.

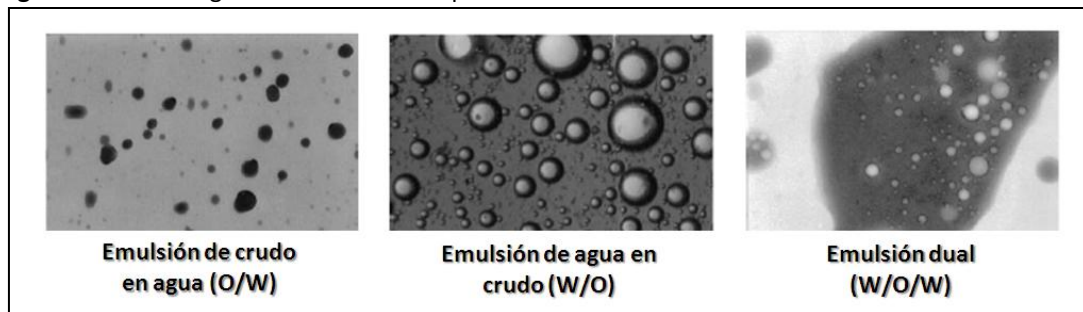
²⁶ La *inmiscibilidad* se refiere a la condición que tienen dos fluidos de no mezclarse en ninguna proporción. Esta característica, aplicada específicamente al caso del crudo y el agua, se debe a la naturaleza química de estas dos sustancias. Por una parte, el crudo se encuentra constituido por compuestos con moléculas no-polares, mientras que el agua tiene moléculas de tipo iónico, altamente polares. Esta incompatibilidad genera una repulsión entre las dos sustancias.

Figura 7. Fases constituyentes de una emulsión.



Fuente: Kokal, S²⁷. Modificada.

Figura 8. Microfotografías de diferentes tipos de emulsión.



Fuente: Kokal, S²⁸. Modificada.

Si bien se ha indicado que el petróleo y el agua están sometidos a fuerzas de repulsión entre ellos, surge la cuestión de por qué se encuentran entonces en forma de emulsiones, y no simplemente como dos fases separadas entre sí. La respuesta apunta al hecho de que estos dos fluidos no se encuentran solos en el yacimiento, sino que existen diversas sustancias que actúan como puente de enlace entre las dos fases. Este tipo de sustancias se denominan tensoactivos, surfactantes o agentes emulsificantes.

²⁷ KOKAL, Sunil. Crude-Oil Emulsions: a state of the art review. San Antonio: Saudi Aramco - Society of Petroleum Engineers, 2005.

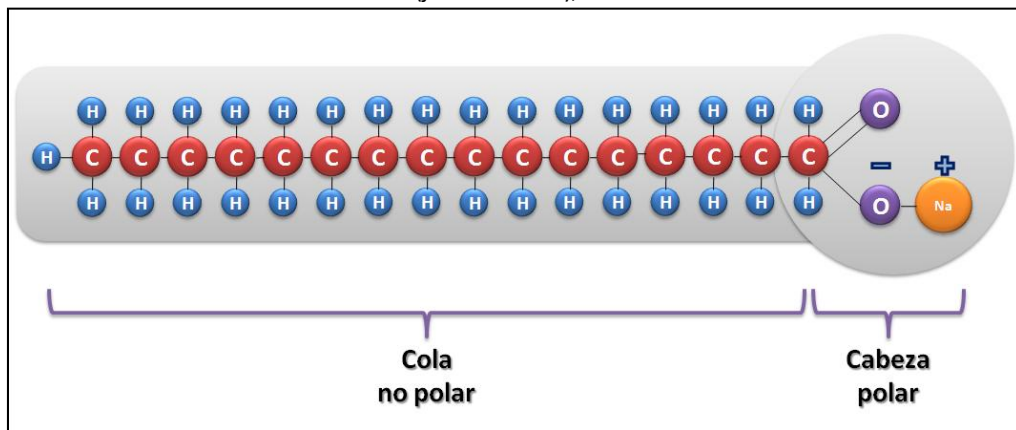
²⁸ KOKAL, Sunil. AL-JURAIID, Jamal. Quantification of various factors affecting emulsion stability: watercut, temperature, shear, asphaltene content, demulsifier dosage and mixing different crudes. Houston: Saudi Aramco - Society of Petroleum Engineers, 1999.

1.3.2. Agentes emulsificantes

Un agente emulsificante (también llamado tensoactivo, surfactante, etc.) es una sustancia parcialmente soluble tanto en el agua como en el crudo, que se ubica en la interfase permitiendo estabilizar la emulsión.

Esta condición de solubilidad parcial en el agua y el crudo se debe a que sus moléculas están formadas por una cabeza polar y una cola no polar (ver figura 9).

Figura 9. Molécula de estearato de sodio (jabón común), un tensoactivo.



Fuente: Chang, R.²⁹ Modificada.

El agente emulsificante se ubica en la interfase, orientándose de tal forma que la cabeza hidrofílica³⁰ se disuelve en el agua y la cola hidrofóbica³¹ se disuelve en el crudo. De esta manera, el tensoactivo mantiene unidas las dos fases, estabilizando la emulsión.

Son muchas las sustancias que pueden actuar como agentes emulsificantes, pudiendo agruparlas en tres grandes categorías:

- Compuestos naturales: sustancias como los asfaltenos y las parafinas, que se encuentran en el yacimiento y que fluyen a la superficie estabilizando las emulsiones.
- Sólidos finos: arena, arcilla, finos de formación, minerales, productos de la corrosión del sistema (por ejemplo sulfuro de hierro y otros óxidos).

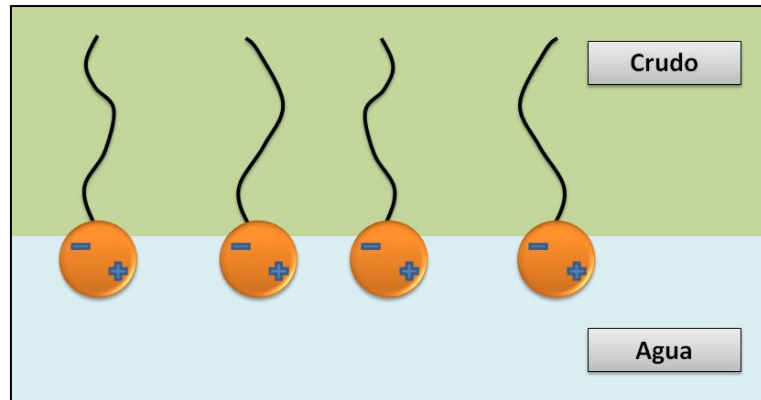
²⁹ CHANG, Raymond. Química, 10 ed. México: McGraw-Hill, 2010.

³⁰ *Hidrofílico* puede entenderse como "afín con el agua", y es sinónimo de *oleofóbico*.

³¹ Al contrario de la nota anterior, *hidrofóbico* es sinónimo de *oleofílico* y se entiende como "afín con el aceite".

- Químicos añadidos: inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustación, biocidas, limpiadores, laminadores de flujo, entre otros.

Figura 10. Ubicación del agente emulsificante en la interfase.



Fuente: Autor.

Todas estas sustancias son absorbidas en la interfase agua-petróleo, donde forman una película que se va endureciendo con el paso del tiempo. La película interfacial que se forma es la que en últimas termina por estabilizar la emulsión, puesto que forma una barrera fuerte y viscosa que impide que las gotas se acerquen unas con otras, incluso, si el tensoactivo tiene una alta polaridad, llevará a que ocurra un efecto de repulsión entre las gotas, fomentando que se alejen entre sí.

1.3.3. Energía

Para que la emulsión ocurra es necesario que exista un flujo de energía desde o hacia el fluido. En la mayoría de los casos, la emulsión se forma al suministrarle energía al sistema. El agua y el crudo coexisten en el yacimiento desde hace varios millones de años, tiempo más que suficiente para que se encuentren separados entre sí. Pero al fluir desde la arena hasta las facilidades de superficie sufren esfuerzos cortantes que forman la emulsión. Los puntos en que normalmente ocurre este proceso son: la cara de la formación (mientras el fluido pasa a través de los pequeños perforados), la bomba (especialmente cuando se utilizan bombas electrosumergibles, que operan a miles de revoluciones por minuto), las válvulas, codos y demás accesorios.

Puede inferirse que la mejor manera de tratar las emulsiones es evitando que éstas se formen, es decir, instalando la menor cantidad posible de puntos que puedan generar esfuerzos cortantes a lo largo del sistema de producción.

Pero en algunas ocasiones, la emulsión se forma (o se fortalece) al quitarle energía al sistema. En algunos campos de producción se ha presentado un fenómeno de emulsiones muy fuertes relacionadas con pozos en los cuales se han instalado *choques*³² que reducen bruscamente la presión. Esta fuerte caída de presión favorece la estabilización de las emulsiones, y en estos casos es recomendable que en lugar de invertir mucho dinero en inyección de químicos o instalación de equipos de rompimiento de emulsiones, se reemplacen estos accesorios por otros que reduzcan la presión en varias etapas o de forma más lenta.

1.4. ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES

La facilidad para el rompimiento de una emulsión depende de diversos factores asociados a los fluidos y a factores externos, referentes al medio en el cual éstos se encuentran. En el primer grupo se encuentran aspectos como la gravedad API del crudo, el corte de agua y el contenido de asfaltenos, mientras que los factores externos incluyen la temperatura del proceso y la cantidad de productos químicos agregados.

1.4.1. Relación de fases

La relación de fases se entiende como la proporción existente entre el volumen de la fase dispersa y el volumen de la fase continua. Es correcto afirmar que cuanto más alto sea el volumen de la fase dispersa, menos estable es la emulsión. Para comprender esta situación es necesario aclarar que el rompimiento de la emulsión se basa (entre otros factores) en la colisión de las gotas dispersas, pues a medida que estas chocan se unen, aumentando su volumen y favoreciendo su precipitación.

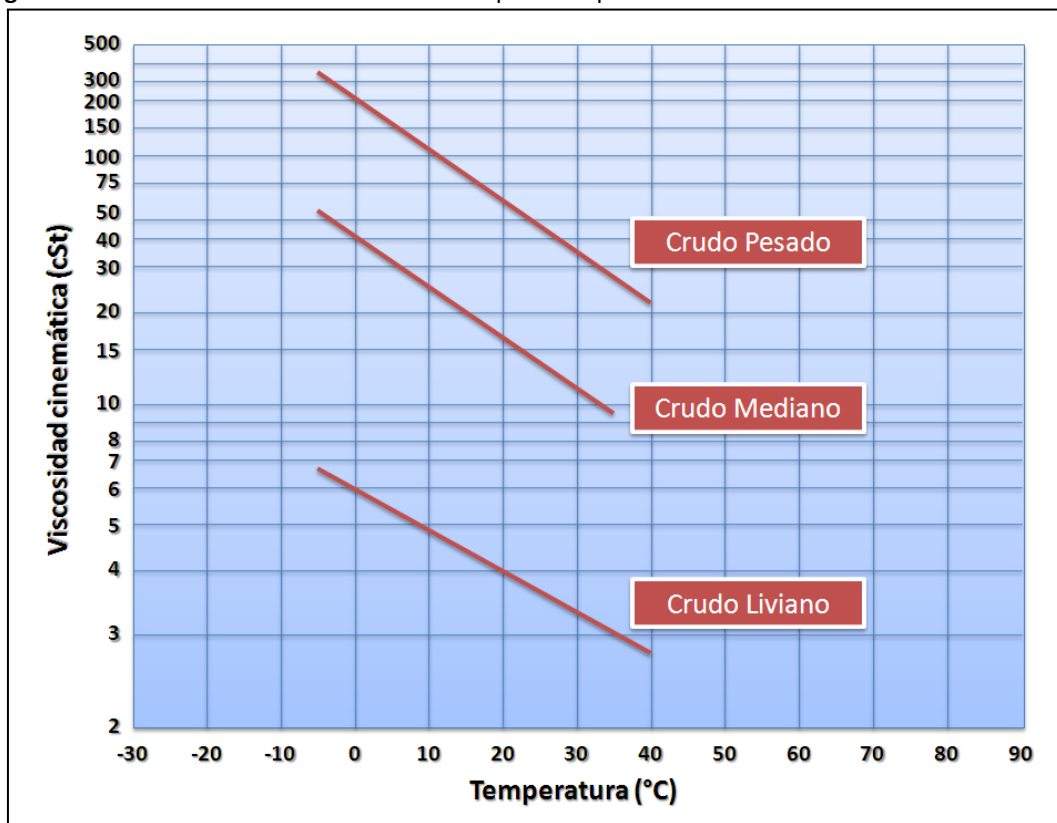
El hecho de que exista un gran volumen de la fase dispersa tiene implícito varios factores que desestabilizan la emulsión: aumento del número de gotas dispersas, aumento del tamaño de las gotas, reducción de la distancia que separa a las gotas y aumento del área interfacial. Estos factores incrementan la probabilidad de que las gotas choquen entre sí, reduciendo la estabilidad de la emulsión.

³² Un *choque* o *estrangulador* es un dispositivo mecánico que reduce la presión de una corriente de fluido, forzándola a pasar a través de una sección de tubería de diámetro menor que el del resto del sistema. Esta reducción de diámetro genera una variación instantánea de las condiciones de velocidad del fluido (lo acelera y lo desacelera rápidamente), lo que genera una fuerte disipación de la energía, reduciendo drásticamente la presión del fluido.

1.4.2. Temperatura

Muchas personas dicen con total convicción que para poder romper las emulsiones es preciso calentarlas, porque incrementando la temperatura se reduce la viscosidad de la fase continua y se favorece el movimiento de las gotas dispersas y su separación. Pues bien, en la mayoría de los casos se cumple esta condición de desestabilización de emulsiones por medio del calentamiento. De allí que se esté presentando una masificación del uso de calentadores en los campos de producción del mundo.

Figura 11. Variación de la viscosidad con la temperatura para varios crudos.



Fuente: Arnold, K.³³ Modificada.

Ahora bien, es necesario realizar dos consideraciones importantes. En primer lugar, la variación de la viscosidad del crudo con la temperatura es muy grande para el caso de los crudos pesados, y pequeña para los livianos (ver figura 11). Es decir, que

³³ ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations, vol. 1. 3 ed. Houston: Elsevier, 2008.

si un crudo pesado aumenta su temperatura 20°C su viscosidad cinemática³⁴ se reduce en unos 150 centistokes, mientras que un crudo liviano con ese mismo incremento de temperatura sólo reducirá su viscosidad en menos de 5cSt.

La conclusión de este análisis es muy sencilla. Si bien cualquier tipo de crudo verá reducida su viscosidad al incrementar la temperatura, no resulta viable el uso de procesos de calentamiento durante el tratamiento de emulsiones de crudo liviano. O, de otra forma, sólo se recomienda el tratamiento térmico³⁵ para el tratamiento de crudo pesado.

La segunda consideración es la siguiente. Cuando las emulsiones se encuentran estabilizadas por sólidos (excepto parafinas), es decir, cuando el agente emulsificante es un asfalteno, alguna arcilla, etc., la emulsión se hace más estable al incrementar la temperatura, debido a que la solubilidad del sólido en el fluido se incrementa. En estos casos no es recomendable el uso de tratamiento térmico para romper las emulsiones, pues el efecto de la temperatura es nocivo para el proceso.

1.4.3. Agitación

Como se vio en la sección 1.3.3., para que exista la emulsión se requiere de la agitación de los fluidos, con el fin de que se mezclen entre sí y ocurra la emulsión. La relación, pues entre la estabilidad de la emulsión y la agitación de la misma es directa. Para efectos del rompimiento de las emulsiones es necesario tener en cuenta que el diseño de los sistemas de levantamiento, recolección y tratamiento tenga la menor cantidad posible de puntos en los cuales se presenten esfuerzos cortantes fuertes, tales como bombas, accesorios y estranguladores.

1.4.4. Contenido de sólidos

Ya se ha dicho que algunos sólidos provenientes del yacimiento (o introducidos por otros medios al pozo) tienden a estabilizar las emulsiones al actuar como tensoactivos, pues muchos de éstos son mojados tanto por el agua como por el crudo. Por tanto, al haber un mayor contenido de sólidos suspendidos en el fluido de producción, habrá también una mayor estabilidad de la emulsión formada.

³⁴ La *viscosidad cinemática* se define como el cociente entre la *viscosidad dinámica* y la densidad del fluido. Se expresa en *Stokes* (St) y *centistokes* (cSt), donde $1\text{St} = 1\text{poise} / (1\text{g}/\text{cm}^3) = 1\text{cm}^2/\text{s}$. El *centistokes* es la centésima parte de un Stokes, es decir, $1\text{St} = 100\text{cSt}$.

³⁵ Ver la sección 2.1.3.

1.4.5. Contenido iónico del agua

No existe, en términos generales, una regla que relacione el contenido iónico del agua con la estabilidad de la emulsión. Por ejemplo, la presencia de algunos iones monovalentes como el sodio (Na^+) y el potasio (K^+) ayudan a desestabilizar la emulsión, teniendo que para emulsiones con agua fresca o de salinidad muy baja son mucho más estables que las emulsiones con salmueras muy concentradas. Por otra parte, la presencia de cationes divalentes como el calcio (Ca^{+2}) y el magnesio (Mg^{+2}) tienden a estabilizar la emulsión.

Es necesario que en cada campo se tenga muy claro el contenido iónico del agua (tanto de aniones como de cationes) construyendo, por ejemplo, un diagrama de Stiff, a partir del cual se pueden plantear esquemas de tratamiento tales como: el tipo de químicos a utilizar, la conveniencia del uso de sistemas de calentamiento, el tipo de materiales requeridos en los equipos (por la tendencia incrustante o corrosiva del agua), etc.

1.4.6. Productos químicos

A lo largo de los sistemas de levantamiento, recolección y tratamiento existen diversos problemas con los cuales se debe convivir. La corrosión, la depositación de escamas, la formación de espumas, la presencia de bacterias, son ejemplos de estos problemas. Para resolverlos es muy común que se opte por el uso de químicos (inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustaciones, antiespumantes, bactericidas, respectivamente) que efectivamente atacan y mitigan esos problemas.

Pero es importante reconocer que muchos de los productos químicos utilizados tienen en su composición sustancias que actúan como tensoactivos. Entonces, mientras éstos son usados para controlar ciertos problemas, se están generando nuevos problemas al agregar más agentes emulsificantes al sistema, endureciendo la emulsión. Ante esto, lo que normalmente se hace es incrementar la dosis de los productos usados para el rompimiento de la emulsión, incrementando dramáticamente los costos de levantamiento.

Es importante que antes de añadir cualquier producto químico nuevo al sistema, se considere, mida y evalúe el efecto que genera la interacción de este nuevo producto con los productos usados anteriormente y, por supuesto, la interacción de éste con

la emulsión, pues normalmente se cae en un efecto “bola de nieve” en el cual se van agregando más y más capas de tensoactivos a los fluidos.

1.4.7. Envejecimiento de la emulsión

A medida que pasa el tiempo la emulsión se endurece. Si bien se ha dicho que en el yacimiento no existen emulsiones formadas, es claro que desde el momento en que los fluidos llegan al pozo comienza a darse un fenómeno de estabilización de la emulsión, pues el tiempo permite que los surfactantes migren a la interfase, haciendo que la película que recubre las gotas se haga cada vez más gruesa, más fuerte y más dura.

Teniendo en cuenta esta situación, muchas empresas han optado por iniciar el tratamiento de las emulsiones desde el mismo fondo del pozo, instalando capilares que conducen de forma continua productos químicos para el rompimiento de emulsiones desde la superficie hasta el extremo de la tubería de producción. Con esto se consigue que el endurecimiento de la interfase se retarde o no ocurra, facilitando la separación del crudo y el agua.

2. TRATAMIENTO CONVENCIONAL DE EMULSIONES

Durante décadas se han utilizado diversos esquemas para el tratamiento de las emulsiones directas e inversas en los campos petroleros. Todos estos métodos se basan en cuatro procesos fundamentales: separación gravitacional, coalescencia, flotación y filtración.

2.1. PROCESOS INVOLUCRADOS EN EL ROMPIMIENTO DE EMULSIONES

El flujo proveniente de los pozos es recibido en las estaciones de recolección y tratamiento con el fin de separarlo en sus tres componentes principales (gas, crudo y agua) y dejar cada una de estos en las condiciones requeridas para su utilización o desecho.

Dado el alcance del presente trabajo, se omitirán dos pasos muy importantes ocurridos durante el tratamiento de los fluidos, pues no se relacionan directamente con las emulsiones. El primero de los procesos realizado en las estaciones es la separación del gas, proceso que puede llevarse a cabo en separadores, botas de gas y demás equipos diseñados para este fin.

Posteriormente, en la mayoría de los campos de producción se retira el agua libre³⁶ que viene de los pozos, pues ésta se separa con facilidad, dejando el fluido de producción con un porcentaje de agua menor al 20% (este es un valor normal en diversos campos, aunque en algunas ocasiones sea mayor y en otras, tan pequeño que el crudo queda en especificaciones para ser despachado), quedando en condiciones para que sea sometido a los procesos de rompimiento de emulsiones.

En la figura 12 se presenta un esquema convencional para el tratamiento de los fluidos de producción, frente al cual deben hacerse tres observaciones. En primer lugar, es importante tener presente que el esquema utilizado en cada campo es único, depende del tipo de fluido, la cantidad de fluido producido, el espacio

³⁶ El agua libre se define como el agua que se separa por efecto de la gravedad al dejar una muestra de crudo en reposo durante cinco minutos. La cantidad restante de agua que queda mezclada con el petróleo se denomina agua emulsionada. Para esta operación es muy común el uso de *Free Water Knockouts* (FWKO), equipos semejantes a enormes separadores, los cuales proporcionan tiempo de residencia y flujo laminar, favoreciendo la precipitación de las gotas de agua libre.

disponible, entre otros factores que diferencian los campos. Por tanto, es apenas normal que un proceso incluya menos equipos que los incluidos en este esquema, o que se involucren procesos adicionales que permitan obtener cierto tipo de resultados.

Figura 12. Esquema de una estación de recolección y tratamiento.



Fuente: Autor.

Segundo, aunque en este gráfico no se presentan, a lo largo de todo el proceso se incluyen puntos de inyección de productos químicos. El punto de inyección, el tipo de producto, la dosis utilizada, son criterios definidos durante el diseño, aunque en muchos campos se tiene la costumbre del “ensayo y error”, probando sobre la marcha en función de las necesidades que se van presentando.

Tercero, vale la pena resaltar que los productos y “desechos” que se obtienen en una determinada etapa se convierten en alimento para otra. Por ejemplo, el crudo que se retira en un CPI es devuelto al tratamiento de crudo, para su aprovechamiento.

2.1.1. Separación gravitacional

Los procesos tradicionales de separación de emulsiones se basan en el aprovechamiento de la gravedad para que las partículas dispersas, de acuerdo con su densidad, se muevan hacia la superficie o hacia el fondo del recipiente que las contiene.

Luego de retirar el agua libre, las gotas dispersas tienen tamaños muy variados, siendo las más grandes (con tamaños mayores a 50µm) las que normalmente se separan con facilidad por acción de la gravedad.

La *Ley de Stokes* fue propuesta en 1851 por George Gabriel Stokes como una forma de caracterizar el movimiento vertical de objetos esféricos en el seno de un fluido.

$$v_s = \frac{2}{9} \frac{gr^2(\rho_p - \rho_f)}{\mu_f} = f_s r^2$$

Donde:

- v_s : Velocidad de asentamiento de las partículas (cm/s)
- g : Aceleración de la gravedad (cm/s²)
- r : Radio de la partícula dispersa (cm)
- ρ_p : Densidad de la partícula dispersa (g/cm³)
- ρ_f : Densidad del fluido (g/cm³)
- μ_f : Viscosidad del fluido (cp)
- f_s : Factor de Stokes (1/cm-s)

El factor de Stokes que resulta de la *Ley de Stokes* representa la facilidad que tienen las partículas para moverse verticalmente a través de la fase continua. Un factor de Stokes grande implica una velocidad de asentamiento mayor. La figura 13, construida para emulsiones directas presenta el comportamiento de este factor en función de la temperatura y la gravedad API del crudo.

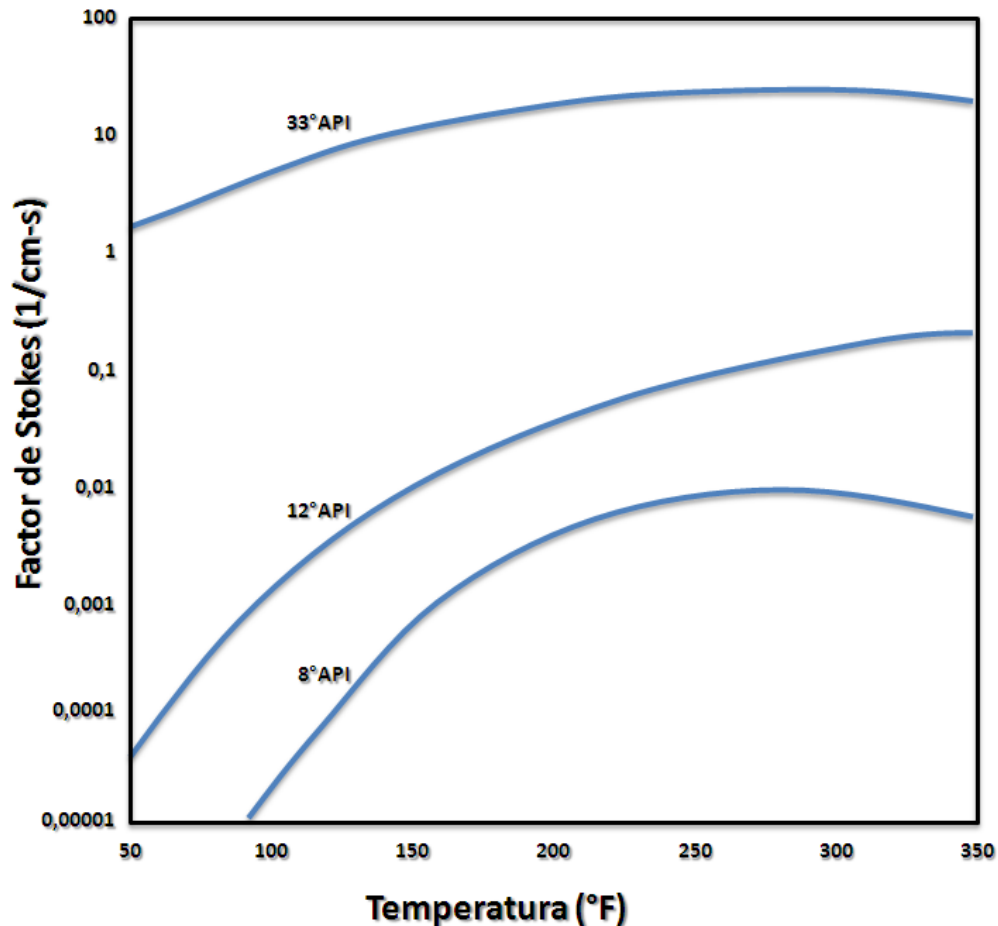
Puede observarse que el incremento en la temperatura aumenta el factor de Stokes, favoreciendo la movilidad de las partículas dispersas. Esto se debe a que a mayor temperatura se presenta una reducción de la viscosidad del crudo, lo cual reduce la fricción entre éste y las partículas de agua, favoreciendo el movimiento.

Para el caso de crudos livianos, este cambio es pequeño. Por esta razón no es conveniente el uso de mecanismos de calentamiento en campos que producen crudo de más de 25°API. Por otra parte, cuando se tienen crudos pesados se observa una variación significativa del factor de Stokes para pequeñas variaciones de la temperatura, justificándose de esta manera el uso de calentadores.

Es importante notar que esta ecuación está pensada para la descripción del movimiento vertical de una partícula sólida y esférica dentro de un fluido. Para nuestro caso, estamos refiriéndonos al movimiento de las gotas de un líquido, las

cuales no necesariamente son esféricas, dentro de otro fluido. La *Ley de Stokes* no considera, por ejemplo, las fuerzas de atracción que existen entre los dos fluidos, desprecia los efectos de frontera entre los fluidos y, más importante aún, considera el movimiento de una única partícula en la fase continua, desviándose de nuestra realidad, en donde existen cientos de partículas moviéndose de forma simultánea.

Figura 13. Variación del factor de Stokes con temperatura y gravedad API.



Fuente: Forero, J.³⁷ Modificada.

Más de un siglo después de la formulación de Stokes fue publicada la *Ley de Hadamard* que incluía un factor de corrección a la *Ley de Stokes* buscando incluir los efectos que producen las fuerzas viscosas de los dos fluidos presentes en la emulsión.

³⁷ FORERO, Jorge. Sistemas de tratamiento de agua. Notas de clase, Especialización en producción de hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2010.

$$v_H = v_s \frac{\left(1 + \frac{\mu_c}{\mu_d}\right)}{\left(1 + \frac{2}{3} \frac{\mu_c}{\mu_d}\right)}$$

Donde:

v_H : Velocidad de asentamiento de Hadamard (cm/s)

v_s : Velocidad de asentamiento de Stokes (cm/s)

μ_c : Viscosidad de la fase continua (cp)

μ_d : Viscosidad de la fase dispersa (cp)

Esta corrección es de mucha utilidad para el dimensionamiento de recipientes para la separación gravitacional de emulsiones, pero sigue sin incluir el efecto de los agentes emulsificantes, los cuales agregan fricción adicional durante el movimiento de las gotas en el seno de otro fluido.

2.1.2. Coalescencia

Es difícil encontrar consistencia en la terminología utilizada al referirse al proceso que permite acercar las gotas dispersas entre sí, para hacer que formen gotas más grandes que se precipiten. Generalmente se usa la palabra “coalescencia” para referirse a este fenómeno, pero es necesario hacer claridad en el sentido de que existen varios subprocesos que permiten separar las gotas pequeñas por acción de la gravedad.

En primer lugar, es necesario decir que aunque dos pequeñas gotas se acerquen e incluso se toquen, no se van a fusionar, pues existen fuerzas superficiales que generan repulsión entre ellas. La razón: está presente un agente emulsificante.

Así pues, para conseguir que se produzca la coalescencia de las gotas se requiere de una primera fase en la que se neutralicen las cargas de la interfase, lo cual se logra normalmente a través de la inyección de desemulsificantes³⁸. Esta fase de neutralización eléctrica se denomina *coagulación*.

Posteriormente, se debe producir un acercamiento entre las gotas, para inducir las a que se fusionen. Este fenómeno, conocido como *floculación*, se produce espontáneamente en casos donde existen muchas partículas disueltas, con lo cual

³⁸ Ver la sección 2.2.1.

existe una alta probabilidad de choque entre éstas. Pero si existe poca cantidad de partículas dispersas es necesaria la adición de sustancias químicas llamadas *floculantes*³⁹ que favorezcan este acercamiento de las gotas.

Finalmente, una vez las gotas han sido neutralizadas y se han acercado, se producirá la *coalescencia*, es decir, la fusión de las pequeñas partículas dispersas para dar lugar a otras de mayor tamaño que pueden separarse por gravedad.

2.1.3. Flotación

Ya se ha visto que el hecho de que las partículas dispersas sean pequeñas impide su separación gravitacional. De hecho, en la sección anterior se expusieron fenómenos que permiten incrementar el tamaño de la partícula, favoreciendo su separación. Pero muchas veces no se consigue que, por ejemplo, las partículas de crudo floten en el agua a pesar de que éstas son más ligeras que aquélla. Para conseguir que se produzca ese ascenso de las partículas se recurre frecuentemente a procesos de inyección de gases que sean afines a las partículas dispersas, consiguiendo que las burbujas se les adhieran y las arrastren hacia la superficie del agua.

Físicamente el fenómeno puede entenderse como un incremento de la fuerza de boyanza a la que está sometida la partícula dispersa, con lo cual se genera un arrastre hacia arriba.

Un parámetro fundamental para conseguir una alta eficiencia en estos procesos es el tamaño de las burbujas, pues burbujas de pequeño tamaño permiten incrementar la eficiencia de remoción.

2.1.4. Filtración

Los procesos expuestos en esa parte permiten retirar partículas cada vez más pequeñas. Por ejemplo, la separación gravitacional permite retirar gotas de más de 100 μm , la coalescencia retira gotas de hasta 50 μm y la flotación permite remover partículas de 10 μm , aproximadamente.

Si se requiere la remoción de partículas menores que 10 μm ⁴⁰ es necesario recurrir a procesos de filtración. La filtración es un proceso de separación de fases que

³⁹ Ver la sección 2.2.1.

consiste en pasar una mezcla a través de un medio poroso para que las partículas que exceden el tamaño de los poros sean retenidas, mientras que las de menor tamaño puedan fluir libremente.

Evidentemente se trata de un proceso físico que tiene una amplia difusión en la industria petrolera. Para conseguir el éxito en la filtración, es necesaria la aplicación de un diferencial de presión entre los dos lados del filtro. Para el caso de los filtros sencillos que son empleados en la mayoría de los campos, basta con un diferencial de unas cuantas libras de presión, pero a medida que se avanza en la calidad de la filtración se requiere de poros más pequeños y diferenciales más grandes.

Tabla 3. Tipos de filtración.

Tipo de filtración	Tamaño del poro (μm)	¿Qué se separa?	Diferencial de presión requerido (psi)
Microfiltración	1 - 0,001	Bacterias	<30
Ultrafiltración	0,01 - 0,001	Coloides y virus	30 - 100
Nanofiltración	0,001 - 0,0001	Sales acuosas	100 - 300
Ósmosis inversa	<0,0001	Iones metálicos	>800

Fuente: Forero, J.⁴¹ Modificada.

Es claro que la ósmosis inversa es el mayor proceso de filtración existente, pues permite la obtención de agua pura. Sin embargo, el alto costo de esta tecnología ha limitado su uso en la industria petrolera.

2.2. TRATAMIENTO CONVENCIONAL DEL CRUDO

En muchos de los campos petroleros colombianos se cuenta con esquemas de tratamiento muy sencillos, constituidos simplemente por tanques. Con el desarrollo de campos de crudo pesado se ha ido dando un importante surgimiento de tecnologías que involucran el tratamiento térmico y el electrostático, todos éstos acompañados de la inyección de productos químicos.

⁴⁰ En procesos de inyección de agua, por ejemplo, se requiere de un tratamiento que remueva sólidos finos pues éstos pueden llegar a taponar los poros de la formación. En algunos procesos industriales se requiere la remoción de virus, bacterias e incluso iones, por lo cual se recurre a procesos cada vez más sofisticados.

⁴¹ FORERO, Jorge. Sistemas de tratamiento de agua. Notas de clase, Especialización en producción de hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2010.

2.2.1. Tratamiento químico

En todos los campos petroleros del mundo se inyectan productos químicos, de ahí que exista una fuerte competencia entre las compañías fabricantes, las cuales son grandes multinacionales que prestan este “servicio” en los campos. Y sí, las comillas no son accidentales, pues para muchos el producto químico es algo ineludible, fundamental y casi obligatorio para producir petróleo. Se comienza con la inyección de un rompedor de emulsión para resultar usando una prolongada lista de sustancias que terminan por traer muchos problemas. Coagulantes, floculantes, antiespumantes, inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustaciones, secuestrantes de oxígeno, bactericidas, etc., etc., etc., son las sustancias que, por toneladas, se consumen diariamente en nuestros campos buscando mejorar la calidad de los fluidos, mantener la integridad de los equipos, reducir el impacto ambiental, entre otros factores.

Pues bien, la gran mayoría de estos productos están constituidos por unas sustancias llamadas tensoactivos. ¿Tensoactivos? Por supuesto. Los mismos que en el capítulo anterior se habían señalado como los mayores enemigos, pues son sustancias que favorecen la formación de emulsiones. Así que, en muchos casos, el uso indiscriminado de uno o varios de esos productos termina por fortalecer las emulsiones, generando la “necesidad” de incrementar las dosis de rompedores de emulsiones, y entrando en un círculo vicioso que lleva al desperdicio de dinero.

¿La solución es entonces no inyectar químicos? Por supuesto que no. Muchos productos son necesarios. Por ejemplo, los rompedores de emulsión se requieren para obtener el crudo en las condiciones de despacho. Pero es importante tener en cuenta que debe establecerse la dosis óptima del rompedor de emulsión y que debe realizarse un concienzudo análisis de compatibilidad si se desea inyectar otro producto.

Para efectos de este libro se tratará únicamente el caso de los químicos que se usan en el tratamiento de las emulsiones. Sobre los demás basta decir que se emplean para otros fines y que, generalmente, endurecen las emulsiones, luego deben usarse con precaución.

Los rompedores de emulsión son sustancias que buscan neutralizar la acción de los agentes emulsificantes, para reducir la tensión superficial y permitir que las gotas dispersas puedan unirse. En otras palabras, los rompedores de emulsión son

coagulantes⁴² y su acción depende del tipo de agente emulsificante que se encuentre presente, es decir, la selección del rompedor depende del tipo de emulsificante.

No existe total claridad acerca de cómo actúan los rompedores, siendo este un terreno plagado de especulaciones. Para algunos autores, cuando existe una emulsión directa (W/O) y se aplica un rompedor, éste neutraliza las cargas tendiendo a formar una emulsión inversa, con lo cual se altera el equilibrio termodinámico y se produce la ruptura. Otros sostienen que el rompedor hace que la película que rodea la gota se contraiga hasta que no resiste más y se rompe. Y así, cada autor plantea una explicación a este fenómeno, por lo cual existen tantas teorías como tipos de rompedores.

Entre las sustancias utilizadas en la preparación de rompedores están los ésteres, uretanos, resinas, polialquenos, glicoles, poliaminas, sulfonatos, etc., siendo todo un secreto de los fabricantes la composición exacta de cada producto. Es usual que en el campo se le ofrezca a la compañía operadora un producto llamándolo simplemente por un código.

Queda entonces, realizar análisis de laboratorio para determinar cuál es el producto indicado para el rompimiento de la emulsión del campo. Para esto se recurre a las llamadas *pruebas de botella*⁴³, un sencillo procedimiento en el cual se toman varias muestras de la emulsión en diferentes botellas, agregándole a cada una de ellas una determinada dosis del producto químico. Luego de algunos minutos, se puede observar cuál dosis fue la que mejor separación permitió obtener, para luego llevar esos resultados a pruebas de campo.

Debe tenerse en cuenta que si se aplica el producto a una dosis mayor que la dosis óptima se va a producir un endurecimiento de la emulsión, pues este exceso de rompedor va a ubicarse en la interfase agua-petróleo y va a actuar como un surfactante, favoreciendo la emulsión. Este punto es importante, pues es muy común que durante la operación de un campo se presenten variaciones en las condiciones de flujo (por entrada de algún pozo, un corte eléctrico, una falla en algún equipo, etc.) y se altere el tratamiento. Ante esto, muchos operadores tienden

⁴² La *coagulación* fue definida en la sección 2.1.2. como la neutralización de las cargas existentes en la interfase.

⁴³ El procedimiento detallado de las *pruebas de botella* se encuentra en la norma API MPMS 10.4.

a incrementar la dosis de químico, creyendo que con esto atacan el problema, cuando lo que en realidad ocurre es que las emulsiones se fortalecen aún más.

Así como se determina la dosis óptima, es necesario establecer en qué punto o puntos se va a realizar la inyección. Lo ideal es que la inyección se realice de forma temprana, pues el contacto prolongado entre los fluidos y el rompedor facilita la separación de fases. En algunos casos se ubican puntos de inyección en cabeza o incluso en fondo de pozo, lo cual representa una ventaja para el tratamiento. De hecho, la inyección en fondo de pozo tiene la ventaja de que la acción de la bomba (en pozos con sistema de levantamiento artificial) provee una agitación que favorece la mezcla del rompedor con los fluidos, permitiendo obtener excelentes resultados. Si no está dentro de las posibilidades económicas o logísticas tener puntos de inyección de químico en los pozos, se recomienda que la inyección se realice en el múltiple general de la estación.

Las principales ventajas del tratamiento químico incluyen el hecho de que permite controlar el problema de las emulsiones siempre y cuando se maneje la dosificación adecuada, y que permite romper las emulsiones en frío, reduciendo costos de calentamiento y la pérdida de gravedad API que esto conlleva.

2.2.2. Gun Barrels

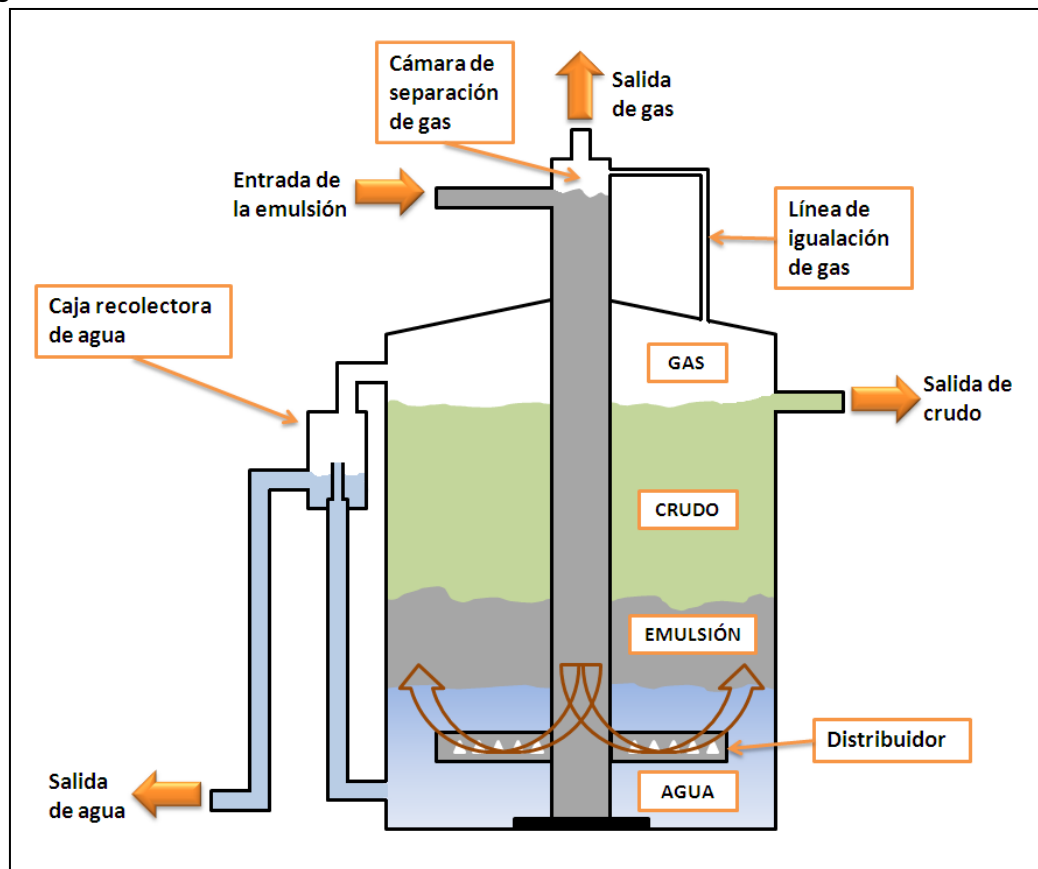
En el tratamiento de emulsiones directas son muy comunes los *Gun Barrels*, tanques verticales que poseen una pequeña sección de separación de gas (bota de gas) que pretende retirar la poca cantidad de éste que haya superado la etapa de separación inicial. En algunos casos, como variación del diseño, se ubica la botas de gas en la parte externa del tanque, aguas arriba.

Una vez que el fluido ha sido despojado del gas, fluye hacia el fondo del tanque a través de una tubería que normalmente finaliza en un distribuidor que permite la homogenización del líquido en toda el área transversal del tanque. Este distribuidor se ubica por debajo de la interfase crudo-agua, para conseguir que el flujo de la emulsión ocurra a través de una zona de alto corte de agua, la cual tiende a “atrapar” las gotas de agua que están suspendidas en el crudo.

De esta forma se obtienen tres regiones bien definidas: un área de crudo en la parte superior del tanque, una zona de agua en el fondo, y una región intermedia en el medio del *Gun Barrel*. El crudo es retirado a través de una tubería que permite

controlar el nivel total de fluido en el tanque, mientras que el agua (que tiene asociada una cantidad considerable de crudo y sólidos suspendidos) fluye a través de una pierna de agua, la cual permite controlar hidráulicamente la posición de la interfase al interior del tanque.

Figura 14. *Gun Barrel*.



Fuente: Arnold, K.⁴⁴ Modificada.

Las ventajas del *Gun Barrel* se relacionan principalmente con su sencillez de operación, con la ausencia de partes móviles y con el hecho de que son relativamente baratos en relación con el papel que cumplen. Sus desventajas son pocas. Su gran tamaño impide que sean usados en plataformas marinas, su gran altura representa riesgos en zonas de vientos fuertes, y su versatilidad es mínima, pues para realizar alguna modificación debe realizarse el desmonte total del mismo, operación que lleva semanas e incluso meses.

⁴⁴ ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations, vol. 1. 3 ed. Houston: Elsevier, 2008.

2.2.3. Calentadores y tratadores térmicos

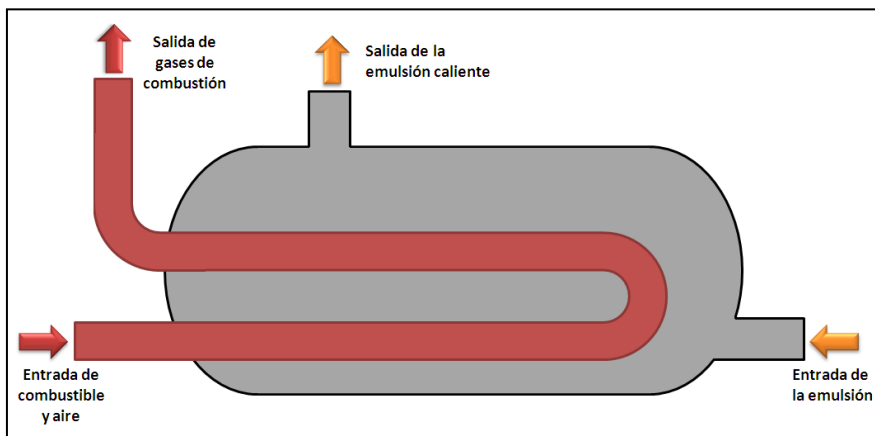
En la sección 2.1.1. se revisó el efecto de la temperatura sobre el asentamiento gravitacional de las partículas. En resumen, para el caso de los crudos livianos el efecto es despreciable, mientras que para los crudos pesados se aprecia un considerable aumento de la velocidad de asentamiento de las gotas de agua como consecuencia de la reducción de la viscosidad del crudo.

Existen diversas formas de suministrar calor durante el tratamiento del petróleo, siendo las más comunes los calentadores (indirectos y directos) y los tratadores térmicos.

La diferencia fundamental entre un tratador y un calentador es que los primeros tienen en su interior una sección en la cual se produce la separación agua-petróleo, es decir, tienen una entrada de fluido (emulsión) y dos salidas (una para el crudo y otra para el agua). Por su parte, los calentadores no permiten la separación, por lo cual es necesario llevar la emulsión caliente a otro recipiente para separar el crudo del agua.

Los calentadores son recipientes en los cuales se añade calor a la emulsión. Estos pueden ser de tipo *directo*, cuando la emulsión fluye alrededor de un tubo de fuego⁴⁵, o de tipo *indirecto*, cuando existe otro fluido que lleva el calor hasta la emulsión.

Figura 15. Calentador directo.



Fuente: Arnold, K.⁴⁶ Modificada.

⁴⁵ Un *tubo de fuego* es una tubería en cuyo interior se quema un combustible.

⁴⁶ ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations, vol. 1. 3 ed. Houston: Elsevier, 2008.

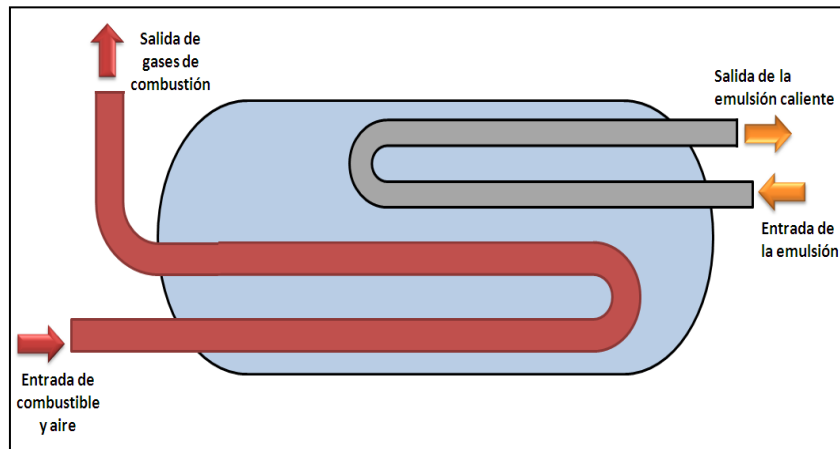
Un esquema sencillo de un calentador directo se aprecia en la figura 15. Nótese que los dos fluidos (el combustible y la emulsión) se encuentran separados únicamente por el tubo de fuego, por lo cual es necesario realizar un programa de mantenimiento exhaustivo que permita garantizar la integridad de dicho tubo.

La eficiencia de estos equipos es alta (entre el 75 y el 90%) y ofrecen un costo inicial que no es tan elevado como otros sistemas de calentamiento. Para su operación es normal que se utilice gas o incluso crudo del mismo campo.

Sus puntos negativos, como se expresó antes, apuntan a la seguridad. Es importante controlar la integridad del tubo, la presencia de incrustaciones en el exterior del tubo de fuego, los restos de residuos sólidos de combustión en el interior (pues pueden llegar a obstruir la tubería), el nivel de fluido dentro del recipiente (si se alcanza un nivel bajo es posible que el tubo de fuego sufra deterioro), etc. Para todo esto es preciso utilizar sistemas de instrumentación como sensores de presión, temperatura y nivel de flujo.

Por su parte, los calentadores de fuego indirecto son más seguros, pues no existe un contacto directo entre la fuente de calor y la emulsión, pero esto acarrea pérdidas de energía, lo que se traduce en eficiencias más bajas. En el esquema mostrado en la figura 16, se observa un tipo de configuración para un calentador indirecto. En este caso, la emulsión fluye a través de una tubería, estando este tubo y el de fuego sumergidos en agua, la cual actúa como conductor del calor.

Figura 16. Calentador indirecto.



Fuente: Arnold, K.⁴⁷ Modificada.

⁴⁷ ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations, vol. 1. 3 ed. Houston: Elsevier, 2008.

Es importante que en este tipo de calentadores se realice un continuo seguimiento a los depósitos de carbonatos y otras sales, los cuales pueden formarse como consecuencia del calentamiento del agua y la precipitación de los iones (calcio, magnesio, carbonato, bicarbonato, etc.) que se encuentran disueltos en ella.

Otra opción para el calentamiento indirecto consiste en usar el vapor que proviene de alguna caldera como fluido de calentamiento, obviando el tubo de fuego y haciendo que el vapor fluya dentro de la carcasa del calentador, alrededor de la tubería que conduce la emulsión.

Como se mencionó anteriormente, los calentadores en sí no permiten la separación del crudo y el agua, por lo cual es necesario que la emulsión caliente sea llevada, por ejemplo, a un *gun barrel* con el fin de que allí se separen las fases.

Una opción que se ha venido imponiendo en la industria es el uso de los tratadores térmicos, equipos que cuentan con dos secciones: una sección inicial de calentamiento (la cual cuenta con un tubo de fuego) y otra de coalescencia (donde se produce la separación).

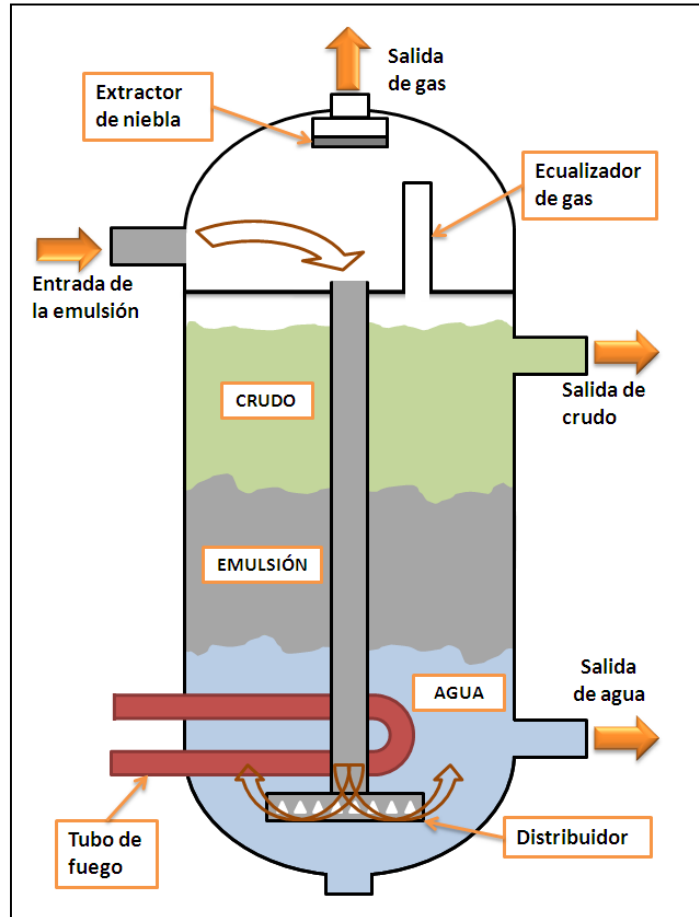
Existen diversas configuraciones, siendo los más comunes los tratadores verticales, como el que se presenta en la figura 17. La emulsión entra al tratador por la parte superior donde existe una zona de separación de gas, el cual es retirado por el tope del equipo luego de pasar por un extractor de niebla. El líquido fluye hacia el fondo del tratador a través de una tubería bajante, donde se puede retirar agua libre. Si este equipo se encuentra aguas abajo⁴⁸ de un *Free Water Knockout*, esta sección inferior se diseña con un tamaño pequeño. En la parte inferior del equipo ocurren dos procesos más. Primero, el calentamiento del líquido, pues allí se encuentra el tubo de fuego. Segundo, un lavado del crudo, es decir, que el crudo “sucio” (con alto corte de agua) es forzado a pasar a través de una zona de mucha agua, con lo cual se favorece la coalescencia de las gotas de agua que se encuentran dispersas en el aceite, obteniendo un crudo “limpio” (con bajo corte de agua).

Finalmente, en la zona intermedia del tratador se produce la coalescencia de las gotas dispersas, para que el crudo deshidratado sea retirado a través de una salida

⁴⁸ La expresión “aguas abajo” se refiere a lo que está más adelante, siguiendo el flujo. Por el contrario, lo que se encuentra antes está “aguas arriba”. Por ejemplo, un sistema tiene un múltiple de recolección desde el cual se llevan los fluidos a un separador. Se puede decir que el separador está “aguas abajo” del múltiple, o que, viceversa, el múltiple está “aguas arriba” del separador.

lateral. Si llegara a liberarse algo de gas luego del calentamiento, éste puede fluir libremente hacia el tope del tratador por medio de una tubería ecualizadora.

Figura 17. Tratador térmico vertical.



Fuente: Arnold, K.⁴⁹ Modificada.

En el fondo del recipiente existe un tapón que, al ser retirado, permite extraer del tratador los sólidos que se hayan acumulado allí. Adicionalmente, estos equipos requieren del uso de sensores de nivel, presión, temperatura, etc., con el fin de seguir atentamente su funcionamiento.

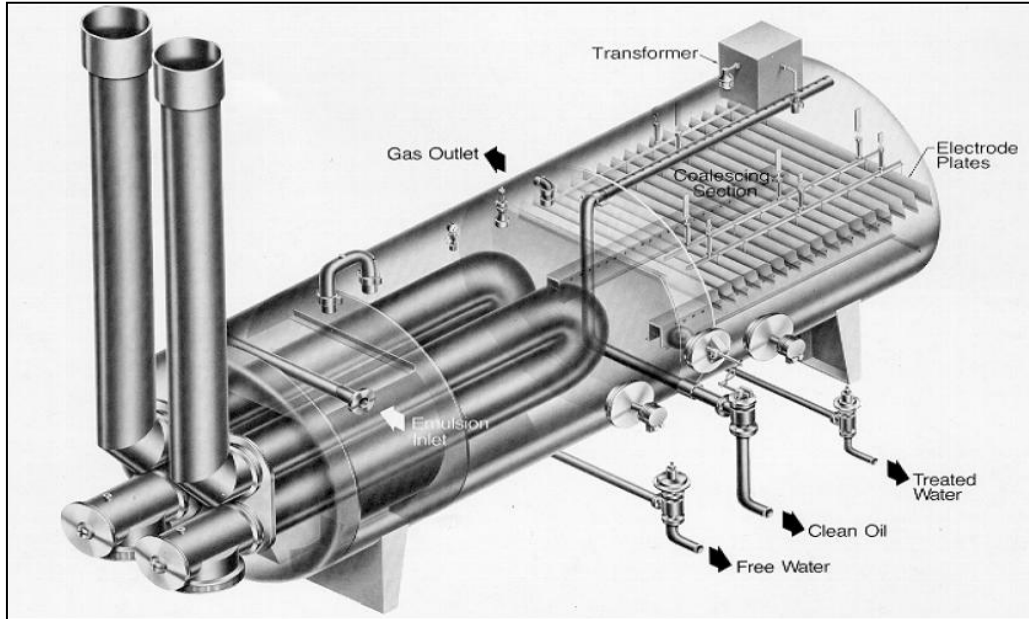
El costo de instalación de un tratador es más alto que el de un calentador, pero elimina la necesidad de instalar otros equipos aguas abajo, pues normalmente el tratador permite obtener crudo en especificaciones para su despacho. Además, los resultados obtenidos hasta ahora en las experiencias de campo han sido muy buenos, lo que ha llevado a una masificación en el uso de tratadores.

⁴⁹ ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations, vol. 1. 3 ed. Houston: Elsevier, 2008.

2.2.4. Tratadores electrostáticos

Algunos tratadores térmicos horizontales tienen un aditamento especial, se les ha incluido una rejilla electrostática en la zona de coalescencia con el objetivo de favorecer este proceso.

Figura 18. Tratador electrostático.



Fuente: Nalco.⁵⁰

La sección electrostática contiene dos o más electrodos que se encuentran suspendidos en el interior del tratador por medio de soportes aislantes. Estos electrodos se encuentran conectados a un sistema eléctrico que les suministra un voltaje elevado, normalmente entre 10000 y 34000 voltios. Este voltaje crea un campo electrostático que actúa sobre las gotas de agua, polarizándolas y favoreciendo su coalescencia. En la figura 18 se observa una vista general de un tratador, mientras que en la figura 19 se presenta el proceso de forma esquemática.

Es muy importante aclarar que no todos los fluidos permiten el uso de esta tecnología. Para su buen funcionamiento se requieren varias condiciones:

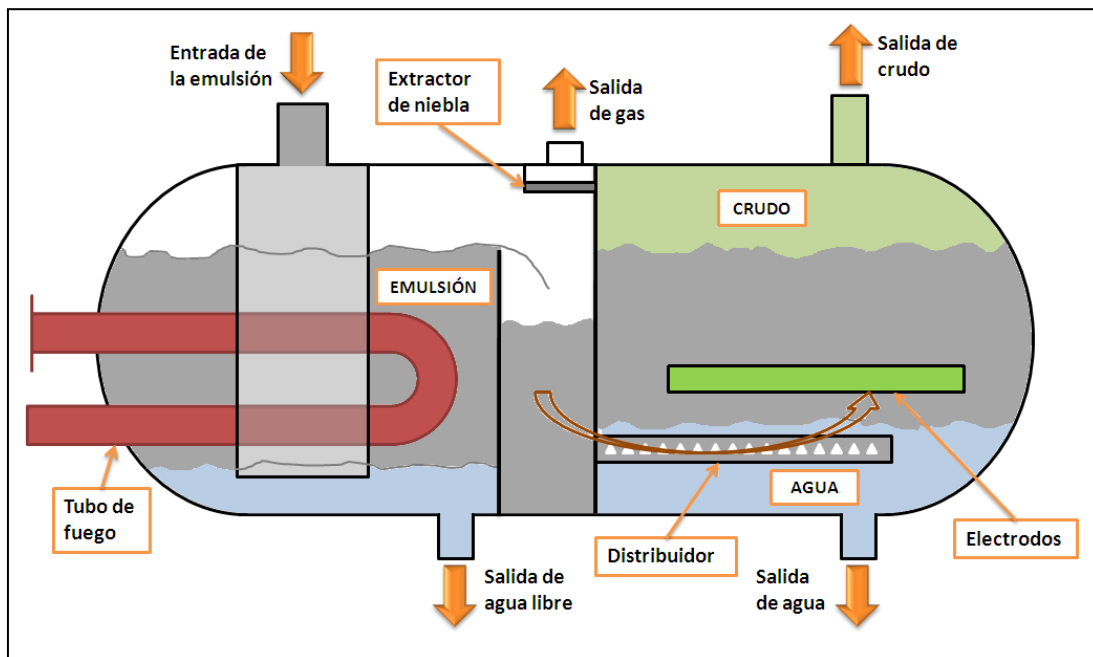
- La viscosidad del crudo debe ser menor que 50cp.
- La diferencia entre las gravedades específicas del crudo y el agua debe ser mayor que 0,001.

⁵⁰ NALCO. Oil Field Chemicals Training Manual. Houston: Capex College, 2004.

- La conductividad eléctrica del aceite no debe exceder los $10^{-6} \text{m}\Omega/\text{cm}$.
- La salinidad del agua debe ser mayor que 10000ppm.

Evidentemente, un tratador electrostático tiene unos costos asociados mayores que los de un tratador térmico. En el valor inicial, las facilidades eléctricas añaden costos, y durante la operación se suma el costo del consumo eléctrico, el cual es muy elevado. Por esta razón, los tratadores electrostáticos sólo son instalados en casos donde se tienen emulsiones muy fuertes, que no han podido ser desestabilizadas por otros medios.

Figura 19. Esquema de un tratador electrostático.



Fuente: Arnold, K.⁵¹ Modificada.

A su favor, los tratadores electrostáticos tienen su alta eficiencia, que permite obtener cortes de agua muy bajos, lo cual debe ser evaluado más que desde lo técnico, desde lo económico.

Una vez el crudo ha sido sometido a la acción de los químicos, la gravedad, el calor e, incluso, los campos electrostáticos, se obtiene una corriente dentro de especificaciones, que puede ser llevada a los tanques de almacenamiento para su posterior despacho.

⁵¹ ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations, vol. 1. 3 ed. Houston: Elsevier, 2008.

En cada una de estas etapas, desde los separadores hasta los tratadores, se han generado unas corrientes de agua residual, para la cual se requiere también un robusto sistema de tratamiento.

2.3. TRATAMIENTO CONVENCIONAL DEL AGUA

Así como el sistema de tratamiento de crudo busca dejarlo en condiciones óptimas para el despacho, existe una serie de procesos a los que se ve sometida el agua de producción con el fin de dejarla en condiciones bien sea para su uso en procesos de inyección o para su disposición final.

2.3.1. Tratamiento químico

Durante el tratamiento del agua se agregan diversos productos, tal como se mencionaba en el tratamiento químico del crudo, siendo los más importantes en el desarrollo de este trabajo los rompedores inversos (o coagulantes) y los floculantes.

La acción de los rompedores inversos es similar a la de los rompedores directos que se estudiaron en la sección 2.2.1., pues ellos se disuelven rápidamente en la emulsión inversa, se ubican en la interfase agua-petróleo y neutralizan el efecto del agente emulsificante. Con este proceso, que se definió ya como coagulación, se consigue reducir la repulsión que existe entre las gotas de crudo, que les impide acercarse para coalescer.

¿Pero cuál es la diferencia? Básicamente, la polaridad de los compuestos. Los rompedores directos tienden a ser de naturaleza no-polar, lo cual hace que se difundan a través del crudo para alcanzar la interfase, donde actúan. Por su parte, los rompedores inversos están elaborados con compuestos polares, para que su difusión ocurra en la fase acuosa de la emulsión.

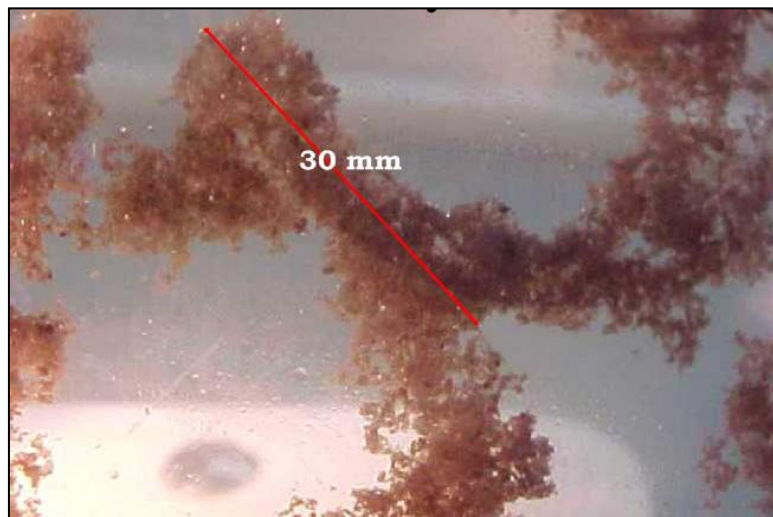
Ahora bien, en el tratamiento del agua se emplean floculantes, productos químicos que, básicamente, se encuentran constituidos por polímeros que, al ser agregados a la emulsión, se despliegan a la manera de una gran red, atrapando las gotas de crudo que se encuentran dispersas en el agua.

Podría pensarse que esta es una excelente opción, pues los polímeros tienen la capacidad de retirar una enorme cantidad del crudo disperso. Sin embargo, no es muy recomendable su uso, pues luego de que el polímero se mezcla con el crudo se

forma una sustancia de características muy especiales: una especie de goma, muy viscosa, muy pesada, que no puede ser aprovechada para extraer crudo de allí. Es decir, el crudo se separa pero no puede ser utilizado para otros procesos. Más aún, si se retorna al proceso, este crudo mezclado con el polímero tenderá a formar esa misma sustancia al interior de los equipos para el tratamiento de crudo, lo que terminará por generar un caos en la estación.

En la figura 20 puede observarse la red que se forma al interior del agua. Este enorme grumo de crudo y polímero finalmente flota a la superficie del agua, donde puede ser retirado mecánicamente.

Figura 20. Acción del floculante en una emulsión inversa.



Fuente: Forero, J.⁵²

Atendiendo a las razones expresadas, el uso de floculantes debe dejarse como último recurso. Si es posible retirar el crudo mediante otras técnicas, esa debe ser la opción a elegir, pues se reducen problemas operacionales y se aprovecha una gran cantidad de crudo que, tras el uso de polímeros, habría que desechar.

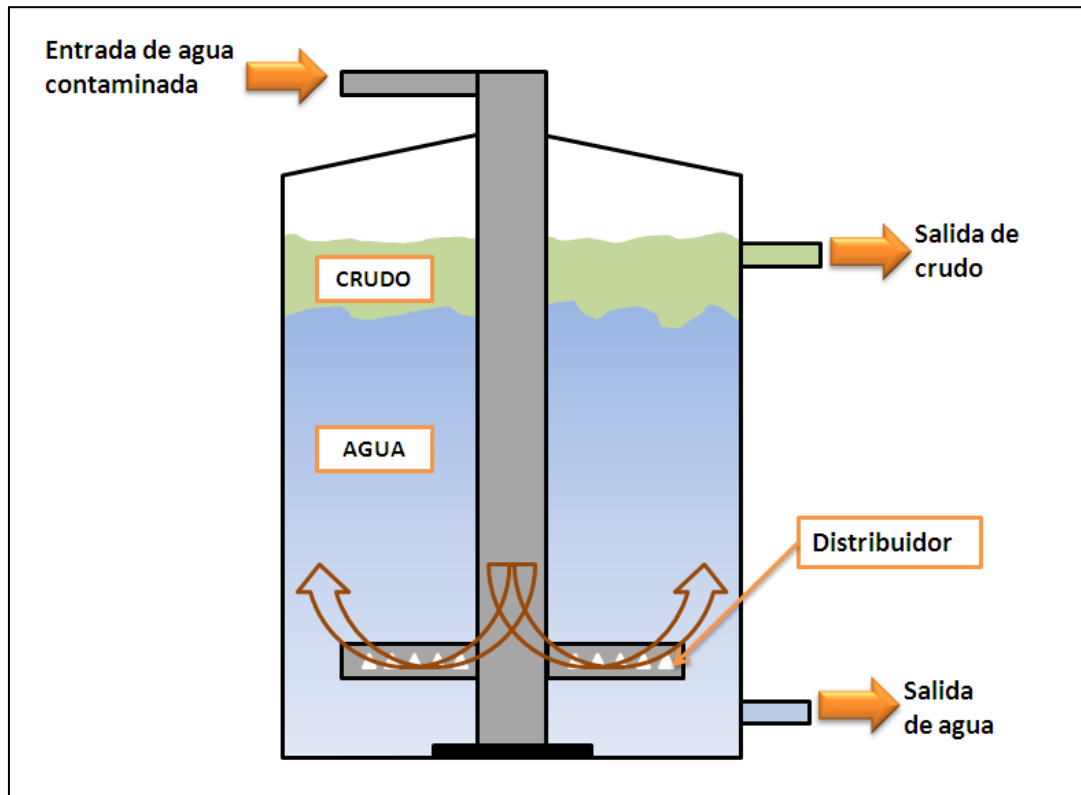
2.3.2. *Skim tanks y skim vessels*

Una forma muy sencilla (pero a la vez efectiva) de retirar las gotas de crudo al agua es por medio de los *skim tanks*, tanques atmosféricos en los cuales se favorece la coalescencia de estas gotas dispersas durante su ascenso a través de un colchón de agua.

⁵² FORERO, Jorge. Sistemas de tratamiento de agua. Notas de clase, Especialización en producción de hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2010.

Es importante mencionar que existen otros equipos, llamados *skim vessels*, cuya función es exactamente la misma, pero con la diferencia de que se encuentran operando a una cierta presión⁵³. Se usan los *skim vessels* en aquellos casos donde se tiene agua con carbonatos disueltos, pues éstos se precipitan cuando ocurren caídas de presión. Con estas vasijas se previene la formación de incrustaciones.

Figura 21. *Skim tank*.



Fuente: Arnold, K.⁵⁴ Modificada.

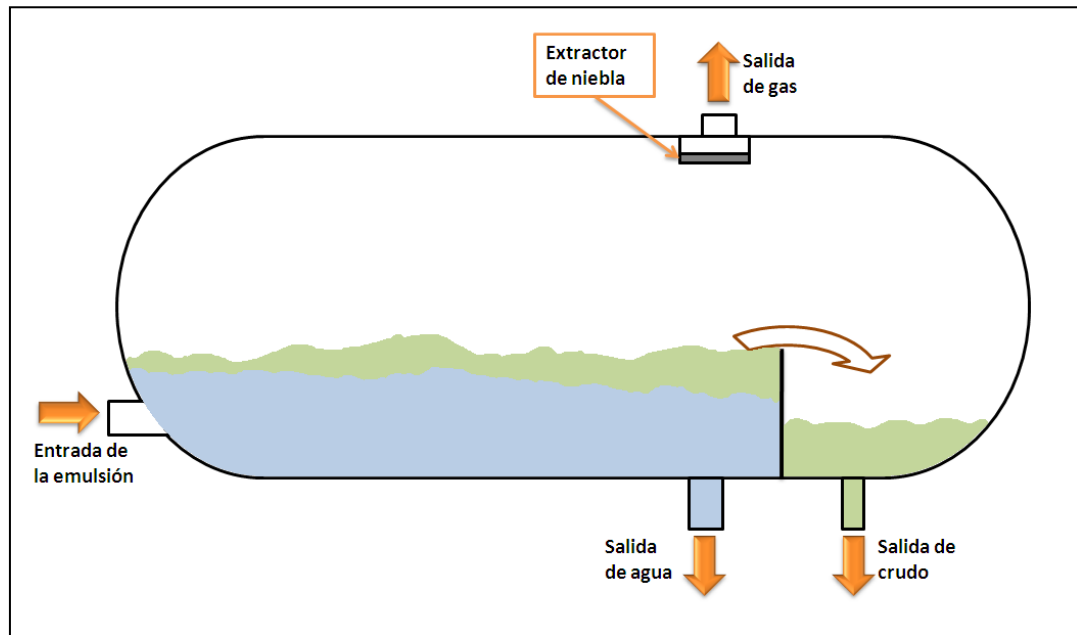
Los *skim vessels* tienen configuraciones verticales y horizontales. En la figura 22 se presenta una vasija horizontal. En este caso, el movimiento de las gotas de crudo es perpendicular al flujo, pues el agua se mueve a lo largo de toda la sección central del equipo. Este flujo puede hacerse más tortuoso mediante la instalación de baffles que fuercen al agua a realizar un recorrido más extenso durante su paso por la vasija.

⁵³ En la terminología de la industria petrolera se habla de *tanques* al referirse a recipientes que operan a presión atmosférica, y de *vasijas* cuando se trata de recipientes a presión. Este caso sirve como ejemplo perfecto de dos procesos que sólo se diferencian por la presión a la que se efectúan.

⁵⁴ ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations, vol. 1. 3 ed. Houston: Elsevier, 2008.

En general, puede decirse que estos equipos son muy eficientes, permiten una muy buena separación debido a que proporcionan a los fluidos un tiempo de residencia⁵⁵ del orden de horas, con lo cual se garantiza que las gotas alcancen la coalescencia y, además, obteniendo un crudo que puede ser regresado al sistema, aprovechándolo nuevamente.

Figura 22. Skim vessel horizontal.



Fuente: Arnold, K.⁵⁶ Modificada.

Otra de las ventajas es su bajo costo, por lo que se convierte en una excelente alternativa para tratar el agua en campos pequeños.

2.3.3. Coalescedores

Los coalescedores son equipos diseñados especialmente para permitir que las gotas de crudo se unan, usando para ello placas metálicas. Los primeros coalescedores datan de 1950, y el hecho de que permitan retirar más del 80% del crudo disperso ha favorecido su expansión en todo el mundo durante estas seis décadas.

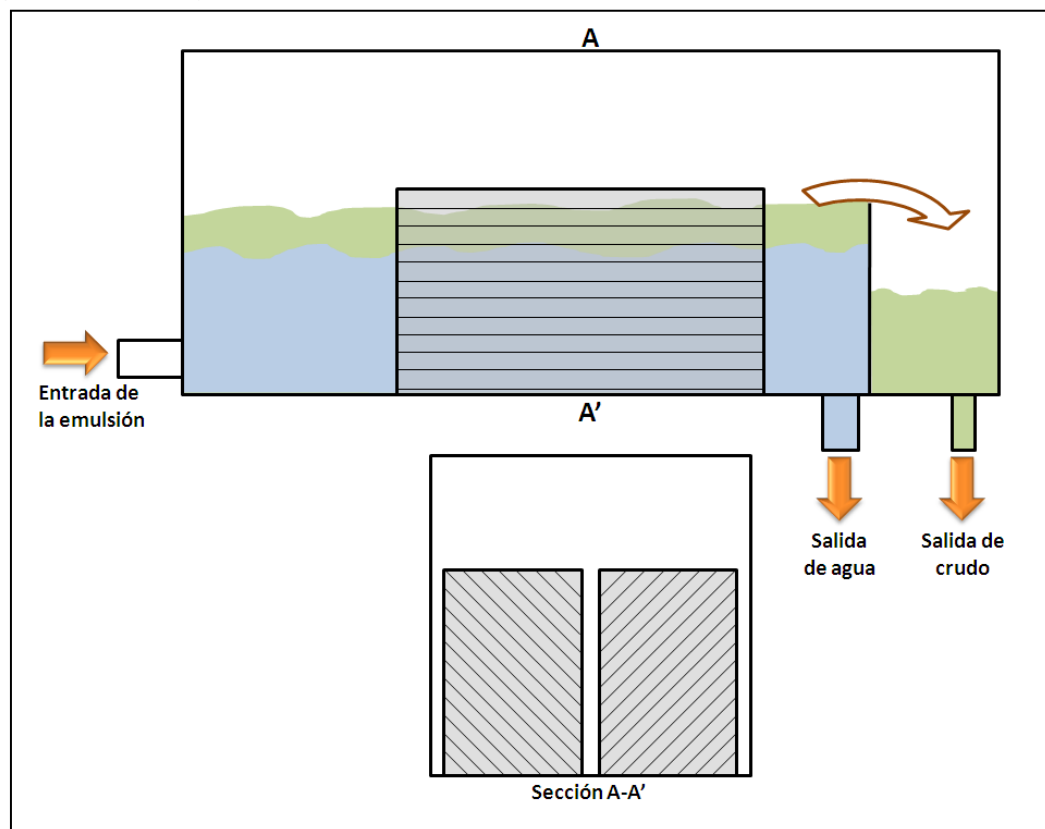
⁵⁵ El *tiempo de residencia* se puede definir como el tiempo que tarda una gota de fluido en pasar a través de un cierto recipiente. Para calcularlo, como recurso mnemotécnico se puede recordar que el caudal se define como el volumen por la unidad de tiempo ($Q=V/t$). Despejando el tiempo de esa expresión, se encuentra que el tiempo de residencia equivale al cociente entre el volumen del recipiente y el caudal que éste maneja ($t_{residencia}=V_{recipiente}/Q$).

⁵⁶ ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations, vol. 1. 3 ed. Houston: Elsevier, 2008.

Básicamente existen dos tipos de coalescedores: los de placas paralelas y los de placas corrugadas, llamados PPI y CPI, respectivamente, por sus siglas en inglés⁵⁷. Ambos tipos de coalescedores constan de una carcasa metálica en cuyo interior se ha dispuesto una serie de láminas de acero. Estas láminas capturan las pequeñas gotas de crudo, permitiendo que se unan. Una analogía para entender el fenómeno es pensar en lo que ocurre cuando se introduce un pitillo a un vaso de gaseosa, en este caso, muchas burbujas de gas se adhieren al pitillo, lo que permite que coalescan y salgan a flote como una burbuja más grande.

Este mismo principio de adherencia hace que las gotas de líquido (y las partículas sólidas) se unan. Posteriormente, dado que las placas tienen un cierto ángulo de inclinación, las gotas fluirán hacia arriba y los sedimentos se irán al fondo.

Figura 23. Vistas esquemáticas de un coalescedor.



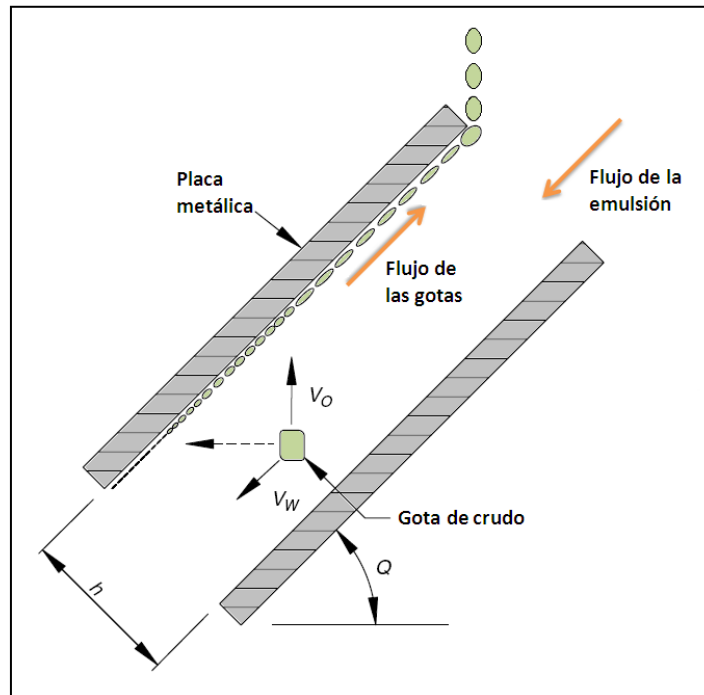
Fuente: Arnold, K.⁵⁸ Modificada.

⁵⁷ Los PPI o *Parallel Plate Interceptors* fueron los primeros coalescedores desarrollados. Posteriormente surgieron los CPI o *Corrugated Plates Interceptors*, que se usan masivamente en la actualidad.

⁵⁸ ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. *Surface Production Operations*, vol. 1. 3 ed. Houston: Elsevier, 2008.

La figura 23 ilustra una vista esquemática de un coalescedor de placas paralelas, mientras que la figura 24 permite apreciar el fenómeno que ocurre cuando las gotas chocan con la placa metálica. Nótese que en la parte inferior se encuentran gotas de un tamaño pequeño, pero a medida que ocurre el flujo de la gota hacia arriba, mientras se encuentra con más gotas en su camino, se observan tamaños mayores.

Figura 24. Funcionamiento de las placas de un coalescedor.



Fuente: Arnold, K.⁵⁹ Modificada.

Normalmente las placas se encuentran ubicadas con una separación de entre 1,5 y 5cm, lo cual permite retener gotas de hasta 30 micras. El ángulo de inclinación de las placas suele ser de 45°, lo que facilita la coalescencia del crudo y al mismo tiempo permite que los sólidos suspendidos sean arrastrados al fondo del coalescedor.

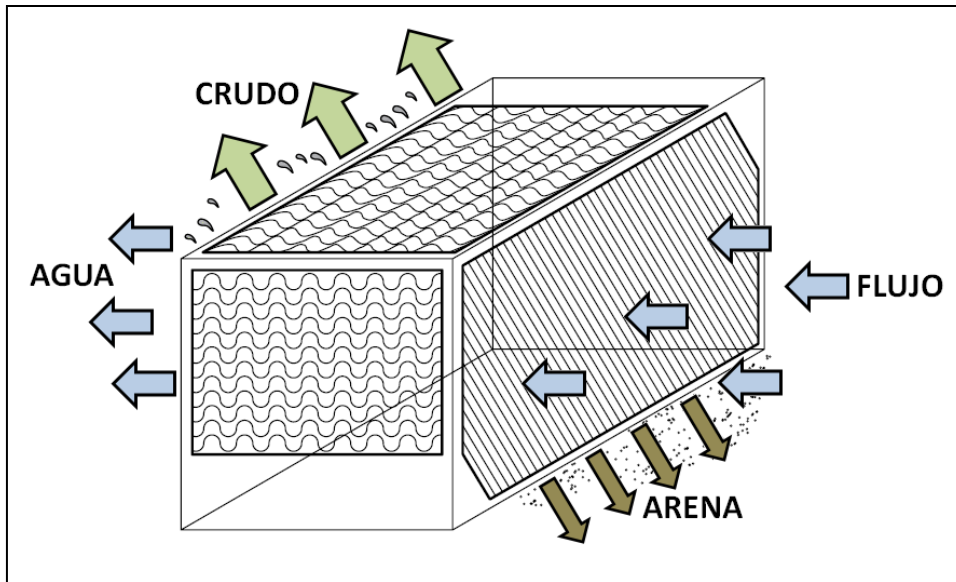
La tecnología permitió desarrollar una opción que daba mejores resultados: los coalescedores de placas corrugadas, que contaban con láminas de acero a las que se les daba forma rizada con el objetivo de incrementar el aceite separado.

El flujo de la emulsión a través del banco de placas, así como el resultado obtenido son esquematizados en la figura 25. Nótese que en este caso sigue manteniéndose un ángulo de 45° para las placas, pues la experiencia ha mostrado que para ángulos

⁵⁹ ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations, vol. 1. 3 ed. Houston: Elsevier, 2008.

mayores que éste se reduce la eficiencia en la remoción de aceite, mientras que para ángulos menores se ve afectada la remoción de sólidos.

Figura 25. Esquema del flujo a través de un coalescedor de placas corrugadas.



Fuente: Arnold, K.⁶⁰ Modificada.

De igual manera, la tecnología ha permitido encontrar materiales que permiten obtener excelentes resultados. Ahora, además del acero, existen placas de fibra de vidrio, PVC, poliéster reforzado, polipropileno, entre otros. Si bien el costo de éstos es un poco mayor, son materiales más duraderos, que requieren mantenimiento con menor frecuencia y que representan un ahorro en el largo plazo.

Los coalescedores presentan varias ventajas:

- Se requiere poco mantenimiento, garantizando la continuidad de los procesos. Asimismo, el mantenimiento es sencillo, pues las placas y demás internos se remueven e instalan con gran facilidad.
- Su tamaño es muy pequeño comparado con los *skim tanks*.
- Pueden operar con un amplio rango de concentraciones de aceite emulsionado, incluso con valores mayores que 3000ppm.
- Permiten separar gotas de crudo de hasta 30 micras.
- Permite separar sólidos suspendidos de hasta 5 micras.
- No tienen partes móviles, no requieren suministro de energía eléctrica.

⁶⁰ ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations, vol. 1. 3 ed. Houston: Elsevier, 2008.

Por otra parte, su principal desventaja radica en que no permiten el manejo de grandes cantidades de sólidos, por lo que no se recomiendan en campos con problemas de arenamiento.

2.3.4. Celdas de flotación

En la sección 2.1.3 se presentó una alternativa para facilitar la separación de las pequeñas gotas de crudo que no han podido ser separadas por los equipos mencionados anteriormente: la flotación. El principio es sencillo: generar burbujas de gas, dispersarlas en el agua, para que se adhieran a las gotas de crudo y las arrastren hacia la superficie, debido a que se genera una fuerza de boyanza⁶¹ mayor. Una vez que las gotas de crudo han alcanzado la superficie del agua, son removidas por medios mecánicos.

Estos procesos han sido reunidos en un solo equipo con el diseño de las celdas de flotación. En estos, la emulsión se hace pasar a través de una serie de cámaras (usualmente tres o cuatro) en las cuales se inyecta un gas en forma de burbujas. La inyección se realiza desde la parte superior de la celda, donde se han instalado unos inyectores que cuentan con motores que permiten la dispersión de las burbujas.

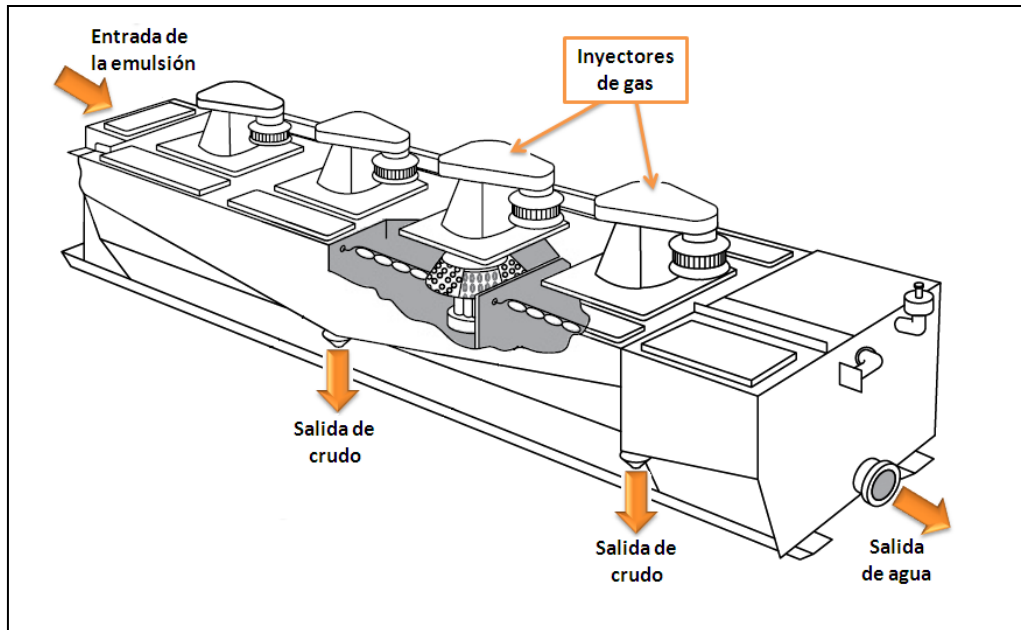
En la parte superior se encuentran ubicadas unas pequeñas aletas que retiran mecánicamente el crudo nadante hacia unos canales laterales que permiten recuperarlo. La figura 26 presenta una vista general del equipo. En este caso, una celda de cuatro cámaras, que es muy común en los campos colombianos. El movimiento de los fluidos a través de las cámaras se presenta, de forma esquemática, en la figura 27.

En cada una de las cámaras se pueden identificar tres regiones. En el fondo se encuentra una región de mezcla, donde las burbujas ingresan al sistema y se produce una agitación (por la turbulencia que genera el gas y por el movimiento rotacional de los inyectores) que permite distribuir uniformemente el gas. Un poco más arriba aparece la región de flotación, donde las burbujas, ya adheridas a las gotas de crudo, tienen un ascenso lento hacia la superficie. Finalmente, ya en la superficie del agua se encuentra la región de desnatado, donde las burbujas salen del líquido, dejan a las gotas de crudo flotando en la superficie, de donde son

⁶¹ Arquímedes definió la fuerza de boyanza de la siguiente manera: "Cuando un objeto se sumerge en un fluido experimenta un empuje de abajo hacia arriba igual al peso del volumen de fluido desalojado". En este caso, la gota de crudo experimenta su fuerza de boyanza más la de las burbujas que se le adhieren.

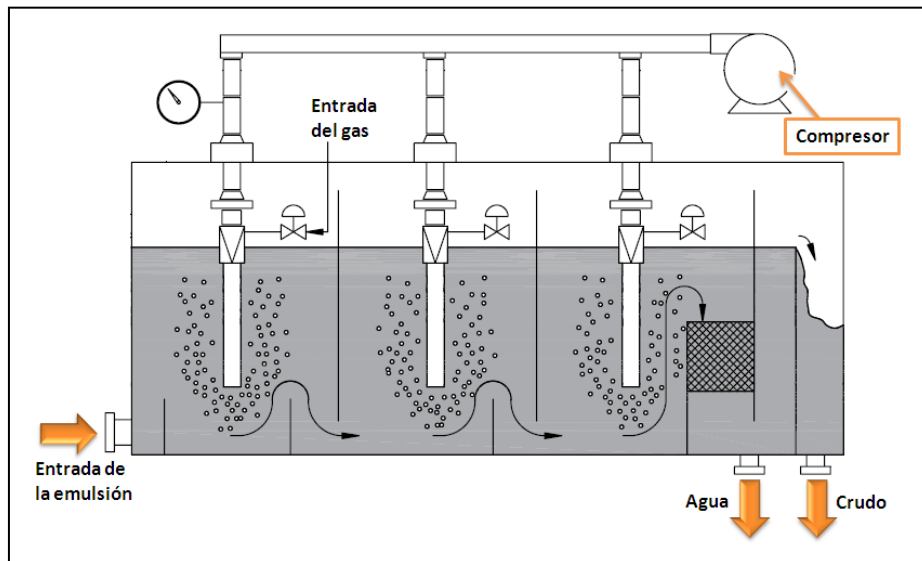
retiradas mecánicamente. El proceso que ocurre al interior de la celda de flotación se ilustra en la figura 28.

Figura 26. Celda de flotación.



Fuente: Arnold, K.⁶² Modificada.

Figura 27. Esquema de una celda de flotación.

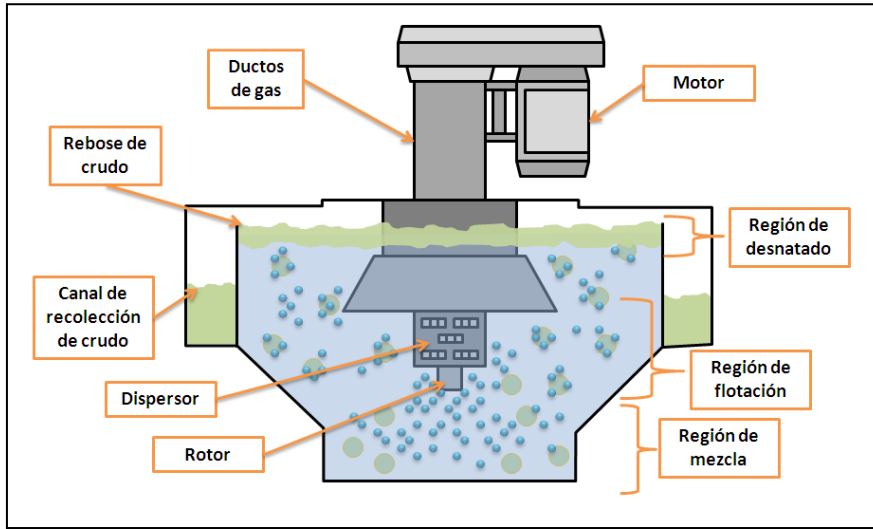


Fuente: Arnold, K.⁶³ Modificada.

⁶² ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations, vol. 1. 3 ed. Houston: Elsevier, 2008.

⁶³ ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations, vol. 1. 3 ed. Houston: Elsevier, 2008.

Figura 28. Funcionamiento de una celda de flotación.



Fuente: Arnold, K.⁶⁴ Modificada.

Las principales ventajas de estos equipos radican en el gran volumen que pueden manejar (normalmente entre 50000 y 100000BWPD), así como el poco consumo de gas (alrededor de 5ft³ por cada barril de agua), pues éste se puede recircular por medio de un sencillo sistema de tuberías y compresores, dado que el sistema es cerrado.

Sin embargo, dado que las burbujas tienen tamaños grandes (aproximadamente mayores que 2500µm) las eficiencias de remoción de crudo son bajas. De acuerdo con la información presentada en la tabla 4, para obtener eficiencias de remoción mayores que 90% es necesario que la corriente de agua pase a través de varias celdas. En el capítulo tres se abordará una importante tecnología que ha permitido incrementar la eficiencia: las microburbujas.

Tabla 4. Eficiencia de las celdas de flotación.

Número de celdas	Eficiencia (%)
1	50
2	75
3	87
4	94
5	97

Fuente: Forero, J.⁶⁵

⁶⁴ ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations, vol. 1. 3 ed. Houston: Elsevier, 2008.

⁶⁵ FORERO, Jorge. Sistemas de tratamiento de agua. Notas de clase, Especialización en producción de hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2010.

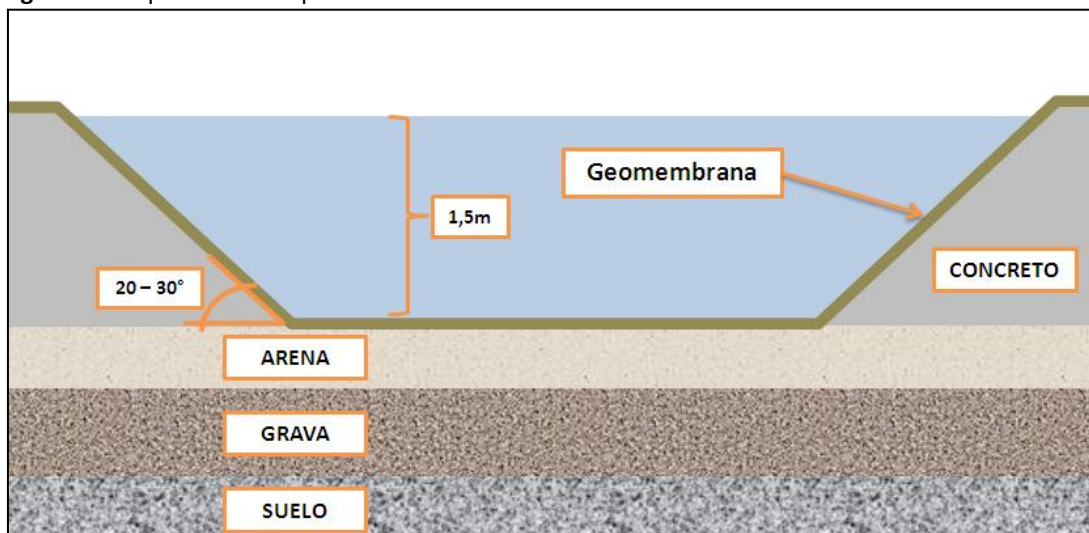
La instalación de estos equipos es sencilla, tal como ocurre con los coalescedores. Pero debido a que las celdas de flotación tienen partes móviles, su mantenimiento es más complicado y se hace más frecuente.

Una última desventaja de este sistema es su buen desempeño depende fundamentalmente del control que se haga al nivel de fluido en la celda. Si se observa con detenimiento la figura 28, puede observarse que si el nivel baja no se va a poder retirar el crudo hacia los canales laterales. Mientras que si el nivel de fluido se incrementa, existe una gran posibilidad de que a estos canales llegue mucha agua. En la mayoría de campos se han empleado sistemas de instrumentación automática, con sensores que registran las variaciones de nivel para que las válvulas de salida del agua se abran o cierren, permitiendo controlar el nivel.

2.3.5. Piscinas de estabilización

Dado que el tiempo de residencia en la mayoría de equipos para el tratamiento de agua es muy corto, es normal la utilización de piscinas de estabilización que permitan que el agua fluya muy lentamente, permitiendo que las gotas de crudo que aún permanecen suspendidas puedan flotar fácilmente, y que los finos que lleva consigo el agua puedan precipitarse hacia el fondo de ella.

Figura 29. Esquema de una piscina de estabilización.



Fuente: Ecopetrol.⁶⁶ Modificada.

⁶⁶ ECOPETROL S.A. Manual actualizado de la estación Castilla 2. Castilla La Nueva: Ecopetrol S.A., 2007.

Para la construcción de una piscina es necesario realizar una gran excavación, pues ellas pueden ocupar normalmente un área de varios cientos de metros cuadrados, con una profundidad de entre 1,5 y 2 metros. Luego de haber realizado la excavación, se ubica en el fondo una capa de grava y sobre ésta, una capa de arena, pues en caso de presentarse alguna fuga estas dos capas actúan como elementos filtrantes, impidiendo que se contamine el suelo. Sobre la capa de arena se ubica un recubrimiento especial, denominado geomembrana, una tela gruesa e impermeable que garantiza un excelente aislamiento del suelo. El esquema de la configuración interna de estas piscinas se ilustra en la figura 29.

En las secciones inclinadas de la piscina o taludes suele incluirse una capa de concreto que permita dar solidez a la estructura de la piscina, con el fin de evitar que ésta colapse.

Normalmente, las piscinas de estabilización son el último paso del tratamiento, y en ellas escasamente se forman pequeños bancos de nata aceitosa, los cuales son recogidos mecánicamente.

Sin querer ser reiterativo, es importante recalcar que los equipos que han sido mencionados son utilizados de acuerdo con las características de los fluidos, la capacidad económica de la compañía operadora y los requisitos de calidad que se tengan en cada caso, por ello es normal que en cada estación se encuentren esquemas diferentes, adaptados al contexto propio del campo.

3. NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA EL TRATAMIENTO DE EMULSIONES

Aunque históricamente los mecanismos tradicionales han permitido obtener buenos resultados en cuanto al cumplimiento de las especificaciones de calidad del crudo para su bombeo por oleoductos, y del agua para vertimiento o reinyección, se ha visto en las últimas décadas el surgimiento de propuestas tecnológicas novedosas que propenden por la obtención de resultados que satisfagan las necesidades de calidad reduciendo el costo de tratamiento de los fluidos.

De forma contraria a las técnicas tradicionales, que aprovechan la gravedad como único mecanismo de asentamiento de las gotas dispersas, las nuevas tecnologías buscan otros horizontes. Así, equipos como los tratadores centrífugos buscan el aprovechamiento de las fuerzas rotacionales, y el uso de campos magnéticos y ultrasonidos, pretenden atacar las emulsiones en un nivel microscópico.

3.1. SEPARACIÓN POR MEDIO DE TRATADORES CENTRÍFUGOS

Los tratadores centrífugos fueron desarrollados durante la década de 1970 como una propuesta que pretende simplificar el tratamiento de crudo, reduciendo el espacio requerido para el equipo y el tiempo de residencia de los fluidos.

En estos equipos, la separación no se basa exclusivamente en el aprovechamiento de la aceleración de la gravedad, sino que se introduce un componente rotacional en la sedimentación de las partículas dispersas. Si bien su propuesta data de cuarenta años atrás, su implementación en campos de petróleo recién ha iniciado en el siglo XXI.

3.1.1. Funcionamiento

El funcionamiento de estos equipos se describe de forma sencilla a continuación, usando como apoyo la figura 31. En primer lugar, la emulsión ingresa a la centrífuga por medio del tubo estático de alimentación (1), llegando al fondo del equipo por medio de los bujes (2). La pila de discos (3) se encuentra rotando con una frecuencia del orden de 3000 revoluciones por minuto, lo cual fuerza a los componentes más pesados, es decir, al agua y los sólidos, a desplazarse radialmente hacia la zona

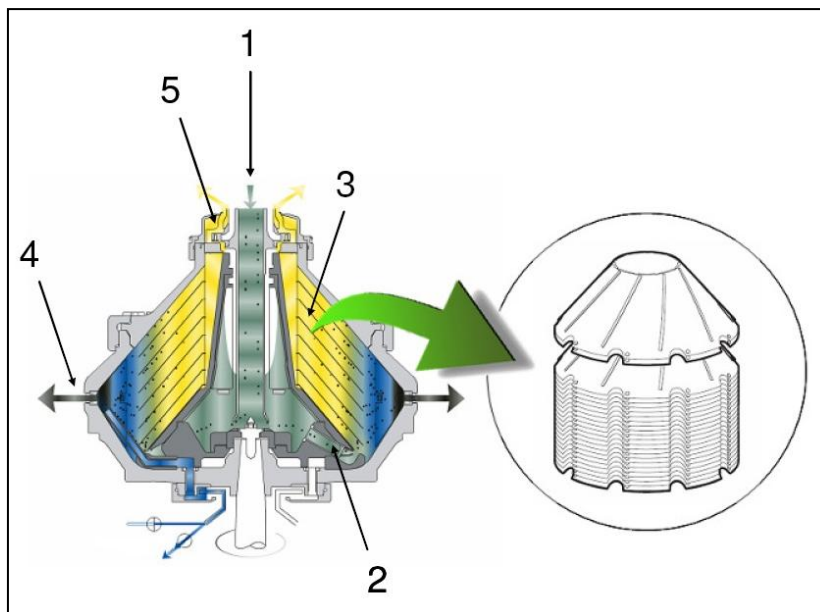
externa, donde se encuentran las boquillas (4) que permiten retirar estos contaminantes de forma continua. Finalmente, el crudo deshidratado asciende por la centrífuga hacia la tubería de descarga (5) ubicada en el tope del equipo.

Figura 30. Vista general de un tratador centrífugo.



Fuente: Thunqvist, E.⁶⁷

Figura 31. Esquema del funcionamiento de un tratador centrífugo.



Fuente: Thunqvist, E.⁶⁸

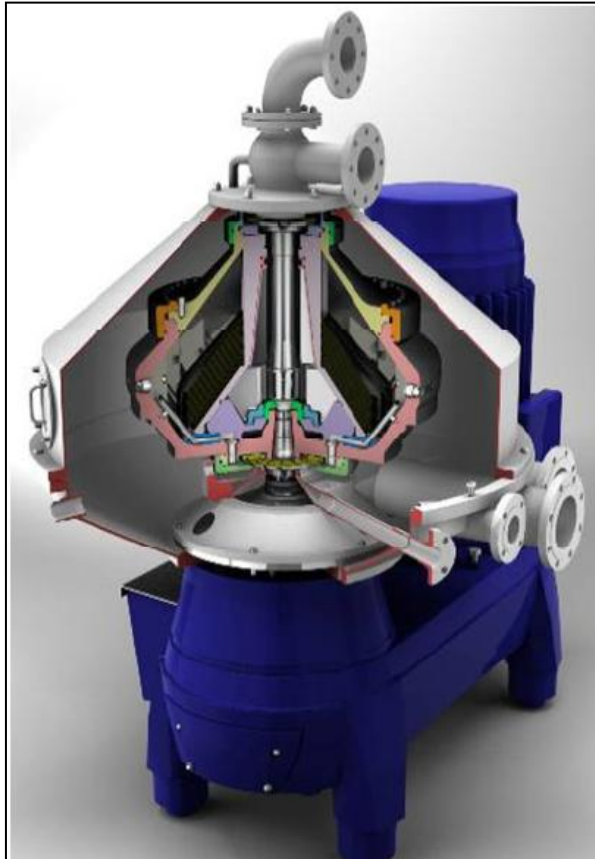
⁶⁷ THUNQVIST, Erik y otros. Estudio de centrifugación para Ecopetrol. Villavicencio: Alfa Laval, 2009.

⁶⁸ THUNQVIST, Erik y otros. Estudio de centrifugación para Ecopetrol. Villavicencio: Alfa Laval, 2009.

La figura 31 presenta una vista de corte del interior de un tratador centrífugo, donde pueden apreciarse sus componentes.

Como se vio en el capítulo 2, los esquemas de tratamiento convencional tienen su principio de operación en la ley de Stokes, pues se asume un asentamiento vertical de las partículas a lo largo de la fase continua, como consecuencia de la aceleración de la gravedad.

Figura 32. Corte vertical del interior de un tratador centrífugo.



Fuente: Thunqvist, E.⁶⁹

Para el caso de los tratadores centrífugos, la ley de Stokes sufre una modificación al reemplazar la aceleración de la gravedad por la fuerza centrífuga, tal como se expresa en la siguiente ecuación.

$$V = \frac{d^2(\rho_d - \rho_c)}{18\mu} \omega^2 r$$

⁶⁹ THUNQVIST, Erik y otros. Estudio de centrifugación para Ecopetrol. Villavicencio: Alfa Laval, 2009.

Donde

- V : Velocidad de separación
- d : Diámetro de la partícula
- ρ_d : Densidad de la fase dispersa
- ρ_c : Densidad de la fase continua
- μ : Viscosidad de la fase continua
- ω : Velocidad angular
- r : Distancia desde el centro de rotación

De esta manera se consigue que al tener altas velocidades de rotación se consigan también altas velocidades de sedimentación y altas eficiencias de separación, lo cual permite que pequeñas gotas de agua, e incluso sólidos finos que no consiguen asentarse por métodos convencionales, se precipiten y separen, consiguiendo crudos muy limpios.

Cada tratador centrífugo tiene la capacidad de manejar hasta 80000BFPD, lo que lo constituye en una opción muy atractiva para el manejo total de la producción de un campo promedio. Cuando el volumen total excede esta cantidad, es usual instalar varias centrífugas operando en paralelo.

3.1.2. Ventajas y desventajas

Las principales ventajas de este sistema son:

- Alta capacidad por cada unidad de centrifugación.
- Menor requerimiento de calor, debido a que las unidades permiten obtener buenos resultados de BSW a temperaturas menores que las requeridas al usar otro tipo de equipos.
- Menores requerimientos de solventes como la nafta⁷⁰, los cuales son usados para diluir los fluidos durante el proceso de tratamiento.

⁷⁰ La nafta y otros solventes son empleados en el tratamiento de crudos pesados y extrapesados con el objetivo de reducir la densidad del crudo para facilitar la deshidratación. Cuando el petróleo tiene una gravedad API cercana a diez, es decir, una densidad muy cercana a la del agua, se llega a una situación en la cual no es posible la separación gravitacional, pues los dos fluidos tienen prácticamente la misma densidad. Por esta razón es usual que en las estaciones de tratamiento de crudo pesado se realice la mezcla de éste con solventes luego del múltiple de recolección. Este proceso es muy eficiente, pero a la vez implica unos costos sumamente altos.

- Mayor eficiencia para retirar pequeñas partículas emulsionadas y sólidos de grano fino.
- Permite un rango amplio de operación, manejando fluidos con altos y bajos cortes de agua.
- Los equipos tienen un alto grado de automatización, lo cual facilita la operación.
- Los equipos son compactos, pues sus dimensiones normales son del orden de los cuatro metros de altura por cinco de largo y cinco de ancho. Esto facilita su utilización, por ejemplo, en plataformas de producción marítima, donde el espacio disponible es mínimo.

Evidentemente, existen algunas desventajas relacionadas con el uso de este tipo de equipos. Las más destacadas son:

- No manejan más de un 5% de gas libre, por lo cual se requiere la instalación de un separador antes del tratador centrífugo.
- No son recomendables para el tratamiento de fluidos que contienen altos cortes de sólidos, pues la presencia de éstos en un sistema que se encuentra operando a altas velocidades genera problemas de erosión en los componentes móviles, reduciendo la vida útil de los equipos.
- El consumo de energía eléctrica es notable. Aunque durante la evaluación económica debe tenerse presente la reducción de otros costos operacionales como el uso de solventes, productos químicos y tratadores térmicos, los cuales podrían no ser necesarios.

En nuestro país se han realizado pruebas tecnológicas con los tratadores centrífugos, en campos de crudo pesado como Jazmín, Rubiales y Castilla. En todos los casos, se obtuvieron resultados muy satisfactorios, pues se llevó parte de la producción del campo a un tratador de este tipo, con una baja dosis de rompedor de emulsión y sin calentamiento, obteniendo crudo en especificaciones.

3.2. TRATAMIENTO CON ULTRASONIDOS⁷¹

El rompimiento de las emulsiones implica la coalescencia de pequeñas gotas dispersas que, como se ha visto, puede ser favorecida por diversos factores (químicos, térmicos, electrostáticos, centrífugos). En esta sección se revisará el tratamiento con ultrasonidos, una técnica que permite la separación rápida de las emulsiones agua-petróleo.

Cuando un líquido es sometido a una irradiación ultrasónica ocurren varios fenómenos a nivel molecular, debido a la propagación de pulsos de presión a lo largo de la dirección de propagación de las ondas sonoras. Este movimiento oscilante causa periodos alternados de compresión y expansión de las gotas, lo cual genera inestabilidad en la interfase, reduciendo la tensión superficial y llevando a un rompimiento de la emulsión.

Experiencias de laboratorio realizadas por Cherskii y otros, han permitido identificar que si una emulsión es sometida a un ultrasonido con una frecuencia cercana a los 800KHz se produce una reducción de la tensión superficial en un factor de 2,6. De allí que el uso de ultrasonidos se haya convertido en una opción atractiva para el tratamiento de emulsiones.

Schoeppel y Howard realizaron pruebas en el laboratorio para determinar si la velocidad de asentamiento de las gotas en una emulsión directa se veía favorecida por la aplicación de ultrasonidos. Para este fin emplearon tres muestras de crudo (ver tabla 5) que fueron sometidas a ultrasonidos durante varios periodos de tiempo, midiendo el porcentaje de agua que se separó a lo largo de la prueba.

Para cada caso se realizaron tres mediciones. En primer lugar, se determinó la velocidad de asentamiento normal, es decir, sin agregar productos químicos ni aplicar ultrasonidos (curva 1). Las dos mediciones restantes correspondieron al comportamiento de la emulsión sin agregar químicos y sometiéndola a una radiación ultrasónica durante 60 y 120 minutos (curvas 2 y 3, respectivamente).

⁷¹ El sonido puede entenderse como la propagación de ondas longitudinales a través de un medio elástico, es decir, como una vibración de una sustancia. La intensidad del sonido depende de la frecuencia a la que oscila la sustancia. En ese sentido, las vibraciones comprendidas entre los 20 y los 20000Hz se encuentran en el llamado "espectro audible", es decir, son las vibraciones que pueden ser percibidas por el oído humano. Las ondas con frecuencias menores que 20Hz se denominan *infrasonidos*, mientras que los sonidos con frecuencias mayores que 20KHz se denominan *ultrasonidos*.

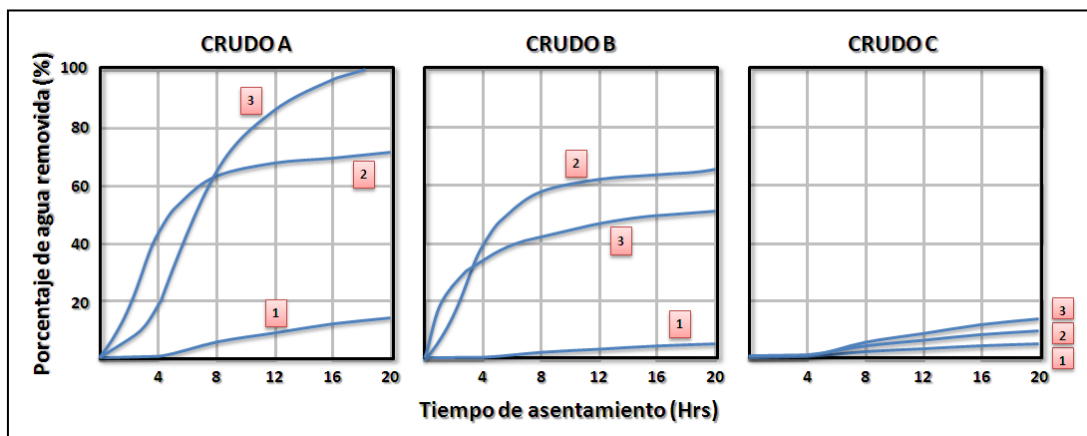
Tabla 5. Muestras de crudo usadas.

Propiedad	Crudo A	Crudo B	Crudo C
Gravedad API	20,8	20,9	18,7
Viscosidad @ 60°F (cp)	15,7	9,0	70,4
GOR (scf/STB)	107	108	33
Corte de agua (%)	7 - 8	30 - 50	5 -7

Fuente: Schoeppel, R.⁷² Modificada.

Los resultados, tal como se aprecia en la figura 33, son muy satisfactorios. En todos los casos se aprecia un aumento en la velocidad de asentamiento de las partículas tras la aplicación del ultrasonido, llegando a remociones cercanas al 100%.

Figura 33. Efecto de la aplicación de ultrasonidos.



Fuente: Schoeppel, R.⁷³ Modificada.

Sin embargo, es necesario realizar un par de observaciones. Primera, que la viscosidad del crudo es un parámetro fundamental para la separación de las fases, lo cual diferencia el comportamiento obtenido con el crudo C de los otros dos. Segunda, que no siempre un mayor tiempo de exposición al ultrasonido implica una mayor separación de agua. Nótese que en el segundo caso, el tiempo intermedio es el que produce la mejor separación. Por esta razón, es necesario realizar pruebas en cada campo, y para cada crudo, con el objetivo de determinar la frecuencia y la duración de la aplicación óptimas del ultrasonido.

⁷² SCHOEPPEL, R. HOWARD, A. Effect of Ultrasonic Irradiation on Coalescence and Separation of Crude Oil - Water Emulsions. Dallas: Society of Petroleum Engineers, 1966.

⁷³ SCHOEPPEL, R. HOWARD, A. Effect of Ultrasonic Irradiation on Coalescence and Separation of Crude Oil - Water Emulsions. Dallas: Society of Petroleum Engineers, 1966.

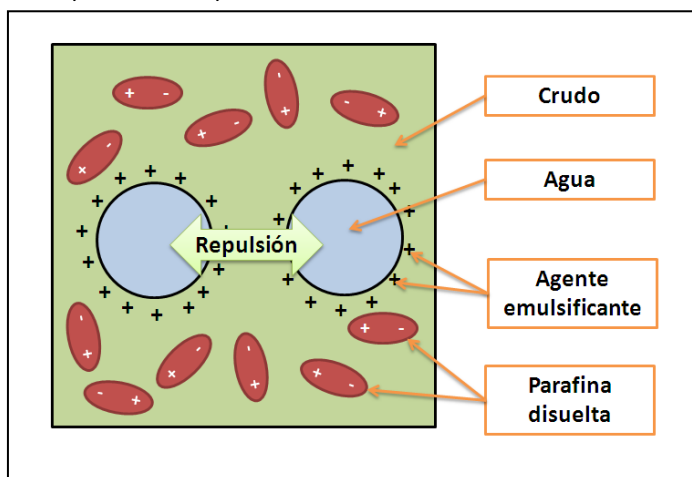
A pesar de los excelentes resultados obtenidos en el laboratorio, los ultrasonidos no han tenido aplicaciones en campo, quedando este punto como una posible opción para el desarrollo de proyectos de investigación en los campos colombianos.

3.3. DESHIDRATACIÓN MAGNÉTICA DE CRUDOS

Investigaciones realizadas en el Instituto Colombiano del Petróleo han permitido verificar la notable influencia que tiene la aplicación de campos magnéticos en el rompimiento de las emulsiones. Las pruebas, realizadas en los campos La Cira - Infantas, Provincia y Dina Terciarios (con crudos parafínicos de 23, 24 y 18,2 grados API, respectivamente), permitieron obtener resultados muy alentadores.

El fundamento de esta tecnología es similar al de los tratadores electrostáticos que se estudiaron en la sección 2.2.4, con dos diferencias. Primera, que en este caso se somete el fluido a un campo magnético en lugar de un campo eléctrico y, segundo, que el efecto conseguido con el tratamiento magnético es la orientación de las parafinas que contiene el crudo, en lugar de la polarización de los iones que están disueltos en el agua.

Figura 34. Emulsión con presencia de parafinas disueltas.

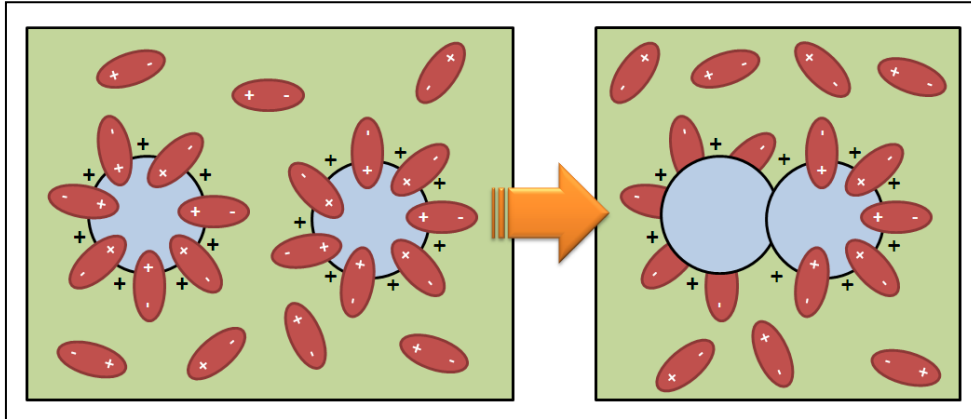


Fuente: Peláez, C.⁷⁴ Modificada.

Tras la aplicación del campo magnético se consigue que las parafinas se reorienten, se ubiquen en la interfase y neutralicen la acción del agente emulsificante, favoreciendo la coalescencia. Este proceso se presenta de forma esquemática en las figuras 34 y 35.

⁷⁴ PELÁEZ, Carlos y otros. Deshidratación magnética de crudos. Bucaramanga: Instituto Colombiano del Petróleo, 1999.

Figura 35. Efecto del campo magnético.



Fuente: Peláez, C.⁷⁵ Modificada.

La primera etapa de la investigación se llevó a cabo en el laboratorio, donde se determinó que al pasar una muestra de crudo por un campo magnético⁷⁶ con una intensidad entre 500 y 10000 gauss⁷⁷, se logra obtener un porcentaje de agua separada de entre 20 y 45%, con una considerable reducción del contenido de hidrocarburos en el agua de producción.

Posteriormente, el tratamiento magnético fue escalado a nivel de campo, mediante la instalación de prototipos en las estaciones de recolección y tratamiento de los campos mencionados, aguas abajo del separador general, tal como se aprecia en la figura 36.

Los resultados obtenidos en el campo Dina Terciarios se presentan en la tabla 6. Aquí se consolida la información obtenida en campo luego de varios meses de operación del prototipo en varios escenarios. En una primera instancia, se realizó el seguimiento al comportamiento del corte de agua obtenido en el tanque de almacenamiento con el esquema tradicional de tratamiento de los fluidos en ese campo, el cual consta de un *gun barrel* antes del cual se agregan 5 galones por día de rompedor directo.

⁷⁵ PELÁEZ, Carlos y otros. Deshidratación magnética de crudos. Bucaramanga: Instituto Colombiano del Petróleo, 1999.

⁷⁶ Un campo magnético es una región del espacio en la cual una carga eléctrica q que se desplaza a una velocidad v sufre los efectos de una fuerza F que es perpendicular y proporcional tanto a la velocidad como al campo, denotado como B . En términos matemáticos, se puede usar la siguiente expresión: $F = (qv) \times B$.

⁷⁷ Para expresar la intensidad de un campo magnético existen diversas unidades de medición, siendo las más comunes el *gauss* (G) del sistema internacional, y el *tesla* (T). $1T = 1Kg / C\text{-seg}$ (un kilogramo por coulomb-segundo). Además, un *tesla* equivale a 10000G.

Figura 36. Prototipo de tratamiento magnético, campo Dina Terciarios.



Fuente: Peláez, C.⁷⁸

Seguidamente, se alineó el tratador magnético y se procedió a realizar variaciones en la dosis de rompedor, pudiendo obtenerse que usando el *gun barrel*, el tratador magnético y una dosis de 3,5 galones por día del producto químico se obtienen los resultados óptimos para este campo. Incluso, con dosificaciones de 1,5 a 2,5 (esto es menos de la mitad del consumo de químico normal) se siguen obteniendo cortes de agua bajos.

Tabla 6. Resultados de la prueba del tratador magnético.

Escenario	Corte de agua en el tanque de almacenamiento (%)
<i>Gun barrel</i>	4,2
<i>Gun barrel</i> + 5gpd de rompedor	3,6
<i>Gun barrel</i> + Tratador + 5gpd de rompedor	2,9
<i>Gun barrel</i> + Tratador + 3,5gpd de rompedor	0,9
<i>Gun barrel</i> + Tratador + 2,5gpd de rompedor	1,6
<i>Gun barrel</i> + Tratador + 1,5gpd de rompedor	1,3
<i>Gun barrel</i> + Tratador + 0,5gpd de rompedor	2,2
<i>Gun barrel</i> + Tratador (sin rompedor)	1,8

Fuente: Peláez, C.⁷⁹ Modificada.

De igual manera, en los otros campos en los que se realizó la prueba se obtuvieron mejoras en la calidad tanto del crudo que llega a los tanques de almacenamiento, como en el agua que va al sistema de tratamiento de agua. Esto último, se

⁷⁸ PELÁEZ, Carlos y otros. Deshidratación magnética de crudos. Bucaramanga: Instituto Colombiano del Petróleo, 1999.

⁷⁹ PELÁEZ, Carlos y otros. Deshidratación magnética de crudos. Bucaramanga: Instituto Colombiano del Petróleo, 1999.

constituye en una notoria ventaja de este sistema, pues permite reducir el consumo de químicos en el tratamiento de agua y el impacto ambiental que esto implica.

Uno de los resultados más importantes en el estudio de esta tecnología se refleja en el hecho de que, incluso, a bajas temperaturas (entre 30 y 40°C) el fenómeno de polarización de las parafinas y la consecuente coalescencia se sigue presentando. Esta es otra gran ventaja de esta tecnología, pues permite reducir significativamente los costos de tratamiento, especialmente en lo que se refiere al consumo de productos químicos y la generación de calor.

3.4. TRATAMIENTO CON MICROONDAS

Los tratamientos con centrifugas, ultrasonidos y campos magnéticos son tecnologías que permiten el rompimiento de emulsiones de tipo normal o directo. A continuación se presenta otra interesante opción tecnológica, que puede aplicarse tanto en las emulsiones directas como en las inversas: el tratamiento con microondas, cuyos resultados presentan una alternativa de separación efectiva, con tecnología limpia y libre de químicos o calentamiento convencional.

Las microondas son una forma de radiación electromagnética en la banda de 300 MHz a 300 GHz, por lo que se encuentra dentro del espectro electromagnético⁸⁰ entre los rayos infrarrojos y la radiofrecuencia. Presenta un comportamiento similar al de la luz visible, por tanto, pueden sufrir los fenómenos de reflexión, refracción y difracción. Desde su descubrimiento, en el año de 1946, las microondas han tenido una especial difusión en muchas industrias, con aplicaciones en radares, la medicina, la vulcanización del caucho, las telecomunicaciones, entre otros.

En este caso, se aprovechan las microondas como fuente de calentamiento de los fluidos que constituyen las emulsiones pues, como se vio en la sección 2.1.1, la temperatura es un parámetro que afecta dramáticamente el rompimiento de las emulsiones.

El fundamento de esta tecnología es el mismo que el existente en un horno de microondas. Allí, un generador produce microondas de aproximadamente 2,45GHz que inciden sobre la sustancia que se desea calentar. Debido a que los alimentos

⁸⁰ Se denomina *espectro electromagnético* a la distribución energética del conjunto de las ondas electromagnéticas, el cual abarca desde las ondas de radio (que tienen una frecuencia de 10^4 Hz) hasta los rayos gamma (que tienen una frecuencia de 10^{20} Hz), pasando por las microondas, la luz infrarroja, la luz visible, la luz ultravioleta y los rayos X.

contienen agua, y que las moléculas de agua tienen el comportamiento de un dipolo eléctrico, el campo electromagnético generado en el horno orienta las moléculas de agua en una cierta dirección, pero una vez ha ocurrido esa orientación, el campo se invierte, ocasionando que las moléculas roten. Estas inversiones en la orientación del campo ocurren a razón de 2450 millones de veces por segundo (es decir, a la misma frecuencia de las microondas), lo cual genera calor debido a la excitación de las moléculas de agua, que giran sobre sí mismas a gran velocidad.

Es claro, entonces, que las microondas son capaces de generar un enorme calentamiento tras una aplicación muy breve. Este calentamiento tiene una gran ventaja sobre el calentamiento convencional, pues debido a que las microondas actúan únicamente sobre sustancias polares, al aplicarlas sobre una emulsión directa que tiene un bajo contenido de agua se observará un rápido calentamiento de las gotas de agua y de la región adyacente a estas, sin necesidad de calentar todo el crudo para que, por medio de un gradiente térmico, el calor alcance las gotas. Es decir, el calentamiento se realiza directamente en el interior de la emulsión y no en la superficie exterior de esta. Con esto se consigue una notable disminución en el consumo energético y en la duración de los procesos, pues el calentamiento ocurre casi instantáneamente.

Si bien es posible emplear las microondas en el tratamiento de las emulsiones inversas, debe considerarse que el consumo de energía eléctrica para generar la radiación es mucho más alto, debido a que en ese caso sí es necesario calentar la totalidad de la emulsión.

Esta tecnología ha sido estudiada en dos escenarios: el laboratorio y la industria del aceite de palma, donde se han obtenido resultados muy satisfactorios. Sin embargo, no se han realizado pruebas en la industria petrolera, por lo que resulta otro punto interesante para futuros trabajos de investigación. Dado que en muchos aspectos el aceite de palma es semejante a un crudo liviano, puede pensarse en la gran posibilidad de obtener buenos resultados al aplicar el tratamiento con microondas en nuestra industria.

3.5. TRATAMIENTO CON MICROBURBUJAS

En la sección 2.3.4 se estudiaron las celdas de flotación, y se expresó que quizás la mayor desventaja que tiene esta técnica es la baja eficiencia de remoción, debido a que las burbujas que se inyectan son muy grandes. Este hecho impide una buena

difusión del gas en el agua y no garantiza que todas las gotas suspendidas sean contactadas por las burbujas.

Partiendo de este hecho, se ha dado una nueva generación de equipos para el tratamiento con burbujas de menor tamaño, llamadas microburbujas. Estas burbujas tienen diámetros de entre 10 y 20 μm , es decir, son unas cien veces más pequeñas que las burbujas que se inyectan en las celdas de flotación. El tamaño es tan pequeño que las burbujas no se pueden observar a simple vista, lo cual lleva a que el agua tome un aspecto lechoso, tal como se aprecia en la figura 37.

La forma como se generan las microburbujas forma parte del secreto de las compañías que venden estos equipos, pues son patentes confidenciales. Sin embargo, puede decirse que el consumo energético de estos equipos es muy bajo, tanto que para generar las microburbujas necesarias para tratar la producción de agua de un campo (esto es, unos 50000BWPD) se emplea un motor de menos de 20 caballos de potencia, lo cual implica un mínimo consumo de electricidad.

Figura 37. Agua mezclada con microburbujas.

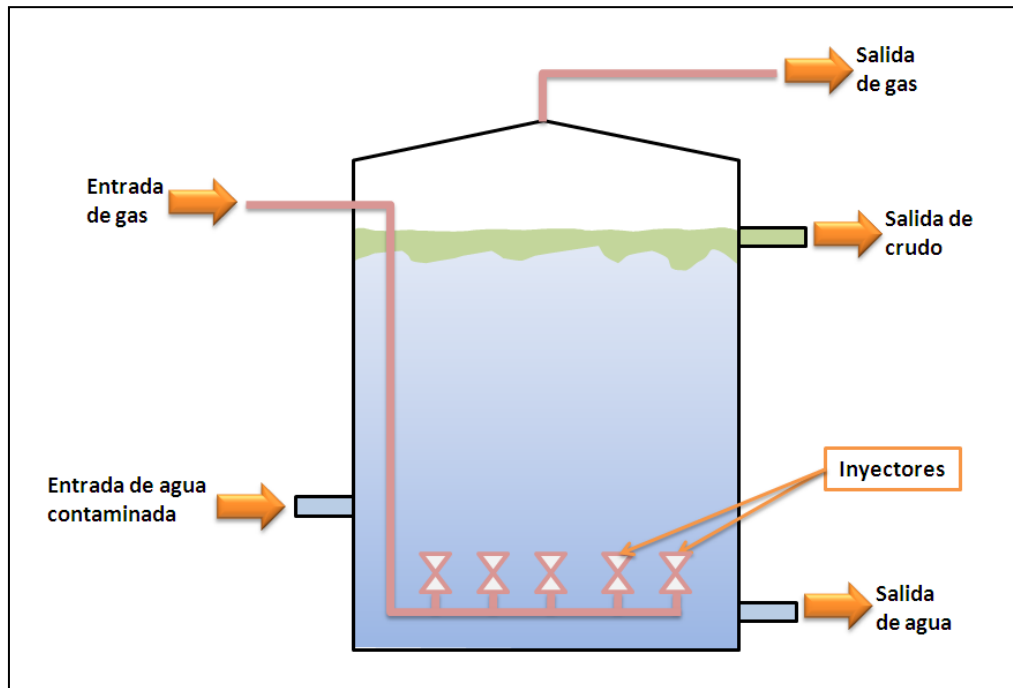


Fuente: Forero, J.⁸¹

Las burbujas son inyectadas desde el fondo de un tanque de tratamiento, tal como se presenta en la figura 38. De esta manera, las burbujas se distribuyen uniformemente en el tanque, contactando las gotas de crudo (e incluso los sólidos finos) que se encuentran suspendidas, para arrastrarlas verticalmente hacia arriba.

⁸¹ FORERO, Jorge y otros. Design and Application of the Flotation Systems for the Treatment of Reinjected Water in a Colombian Petroleum Field. Bucaramanga: Instituto Colombiano del Petróleo, 2007.

Figura 38. Tanque para el tratamiento con microburbujas.



Fuente: Forero, J.⁸² Modificada.

Las experiencias de campo han permitido obtener resultados sorprendentes. Con este sistema se ha podido remover más del 90% de las gotas de crudo de diámetros mayores que 20 micras, con una remoción adicional de las gotas menores que esa cifra, tras una aplicación de microburbujas durante una hora, aproximadamente.

Esta tecnología ha tenido un excelente comportamiento desde su instalación, hace algunos años, en el campo San Francisco (Huila), y sus buenos resultados han llevado a que Ecopetrol S.A. haya llevado estos tratadores a campos que se encuentran fuera de Colombia.

3.6. COMPARACIÓN ENTRE NUEVAS TECNOLOGÍAS

Existen diversos criterios a tomar en consideración para comparar las diferentes tecnologías que fueron objeto de estudio en este trabajo. Como primera medida, se ha construido la tabla 7, donde se resumen las principales ventajas y desventajas de cada uno de los equipos revisados.

⁸² FORERO, Jorge y otros. Design and Application of the Flotation Systems for the Treatment of Reinjecting Water in a Colombian Petroleum Field. Bucaramanga: Instituto Colombiano del Petróleo, 2007.

Tabla 7. Ventajas y desventajas de los sistemas de tratamiento.

Equipo	Ventajas	Desventajas
Gun barrels	<ul style="list-style-type: none"> - Tecnología reconocida. - Operación sencilla. - No tiene partes móviles. - Bajo costo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Gran tamaño, lo cual no permite su uso costa fuera. - Poca versatilidad. - El mantenimiento es lento.
Calentadores	<ul style="list-style-type: none"> - Alta eficiencia térmica. - Tecnología conocida. - Las reducciones de la viscosidad del crudo son excelentes. 	<ul style="list-style-type: none"> - Requiere un equipo adicional aguas abajo para retirar el agua. - Alto costo de operación. - Alto costo inicial. - Operación riesgosa. - Requiere mantenimiento con mucha frecuencia. - Pérdida de gravedad API del crudo. - Es común que se depositen los sólidos.
Tratadores térmicos	<ul style="list-style-type: none"> - Permite la remoción del agua en el mismo equipo. - Alta eficiencia térmica. - Compactos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Costo más alto que el de un calentador. - Operación riesgosa. - Requiere mantenimiento con mucha frecuencia. - Pérdida de gravedad API del crudo. - Es común que se depositen los sólidos.
Tratadores electrostáticos	<ul style="list-style-type: none"> -Alta eficiencia térmica. - Alta remoción de agua. - Equipos compactos. 	<ul style="list-style-type: none"> - No funcionan en campos con poca salinidad. - Costo muy alto. - Requiere mantenimiento con mucha frecuencia. - Pérdida de gravedad API del crudo. - Pobre manejo de sólidos.
Skim tanks	<ul style="list-style-type: none"> - Bajo costo de operación y mantenimiento. - Alta eficiencia para clarificar agua con crudos de baja densidad. 	<ul style="list-style-type: none"> - Tanques de gran tamaño. - Bajas eficiencias o gran tamaño para aguas con crudo de alta densidad. - No aptos para retirar sólidos suspendidos. - No soporta cargas altas puntuales(baches) por problemas o inestabilidad en la operación.
Coalescedores	<ul style="list-style-type: none"> - Alta eficiencia de remoción de aceite. - Bajo costo de operación y mantenimiento. - Existen modelos para manejar agua con arena. 	<ul style="list-style-type: none"> - No apropiado para soportar baches de crudo por problemas o inestabilidad en la operación. - No apto para retirar sólidos suspendidos.

Equipo	Ventajas	Desventajas
	<ul style="list-style-type: none"> - Pueden manejar altas concentraciones de aceite. - Menor espacio y peso que los <i>Skim tanks</i>. 	
Celdas de flotación	<ul style="list-style-type: none"> - Tecnología reconocida. - Apropiado para retirar aceite y sólidos no muy pequeños. 	<ul style="list-style-type: none"> - Alto consumo energético de los rotores para generación de burbujas. - Altos costos de mantenimiento por las partes móviles. - Baja capacidad de manejar cambios en las condiciones de flujo. - Baja eficiencia. - Alto consumo de químicos para retirar sólidos. - Normalmente requiere de un sistema adicional aguas abajo, para retirar los sólidos muy finos (menores que 50 micras).
Piscinas de estabilización	<ul style="list-style-type: none"> - Bajo costo de operación. - Bajo mantenimiento. - Excelente eficiencia de remoción de finos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Alto costo de construcción. - Se requiere un espacio muy grande.
Tratadores centrífugos	<ul style="list-style-type: none"> - Alta capacidad por cada unidad de centrifugación. - Bajo requerimiento de calor. - Menores requerimientos de solventes. - Mayor eficiencia para retirar pequeñas partículas emulsionadas y sólidos de grano fino. - Permite un rango amplio de operación. - Los equipos tienen un alto grado de automatización, lo cual facilita la operación. - Los equipos son compactos. 	<ul style="list-style-type: none"> - No manejan más de un 5% de gas libre. - No manejan sólidos. - Alto consumo de energía eléctrica.
Tratadores ultrasónicos	<ul style="list-style-type: none"> - Alta eficiencia de remoción de crudo. - Reducción del consumo de químicos. - Bajo costo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Su uso no es recomendable en crudos pesados. - No se han realizado pruebas de campo.
Tratadores magnéticos	<ul style="list-style-type: none"> - Se obtuvieron buenos resultados tanto en las experiencias de laboratorio como en las pruebas de campo. - Reducción del consumo de 	<ul style="list-style-type: none"> - No se han realizado pruebas en crudos pesados. - Poco conocimiento de esta tecnología.

Equipo	Ventajas	Desventajas
	<ul style="list-style-type: none"> químicos. - Buen funcionamiento a bajas temperaturas. 	
Tratadores de microondas	<ul style="list-style-type: none"> - Los resultados obtenidos en laboratorio y en la industria del aceite de palma han sido muy buenos. - Se reducen los costos energéticos pues el calentamiento es puntual. - Se puede usar en emulsiones directas e inversas. - Se reduce la duración del tratamiento. 	<ul style="list-style-type: none"> - No se han realizado pruebas de campo. - Poco conocimiento de esta tecnología.
Microburbujas	<ul style="list-style-type: none"> - Apropiado para retirar aceite y sólidos suspendidos de tamaño pequeño (menores que 50 micras). - Muy alta eficiencia (> 95%). - Menor tamaño de burbuja. - Trabaja como único equipo con altos contenidos de sólidos suspendidos livianos . - Menor consumo de químicos que en los sistemas de flotación tradicional. 	<ul style="list-style-type: none"> - Bombas de diseño especial que necesitan mantenimiento y cuidado operativo. - Poco conocimiento de esta tecnología.

Fuente: Autor.

A continuación, y como cierre de este trabajo, se presenta una tabla en la cual se resumen los principales criterios de comparación técnica de los trece equipos que han sido revisados en estas páginas. Es necesario aclarar que la comparación se realiza de forma cualitativa, como un punto de partida para el planteamiento de ingenierías en la fase conceptual.

Queda a consideración del lector la escogencia de los equipos que se adecúen a las necesidades de su campo. No se puede aseverar que tal o cual tecnología es la “mejor” simplemente porque permite manejar grandes volúmenes, porque su costo es bajo o porque requiere poco mantenimiento. La mejor tecnología es la que se adapta a las necesidades.

Tabla 8. Comparación técnica entre tecnologías.

Equipo	Costo de instalación	Costo de operación	Eficiencia	Complejidad del equipo	Mantenimiento	Capacidad	Desarrollo
<i>Gun barrels</i>	MEDIO	BAJO	ALTA	SIMPLE	BAJO	ALTA	AVANZADO
Calentadores	ALTO	ALTO	ALTA	MEDIA	ALTO	MEDIA	AVANZADO
Tratadores térmicos	ALTO	ALTO	ALTA	ALTA	ALTO	MEDIA	AVANZADO
Tratadores electrostáticos	ALTO	ALTO	ALTA	ALTA	ALTO	MEDIA	AVANZADO
<i>Skim tanks</i>	MEDIO	BAJO	MEDIA	SIMPLE	BAJO	MEDIA	AVANZADO
Coalescedores	MEDIO	BAJO	ALTA	MEDIA	MEDIO	ALTA	AVANZADO
Celdas de flotación	MEDIO	ALTO	BAJA	MEDIA	MEDIO	MEDIA	AVANZADO
Piscinas de estabilización	MEDIO	BAJO	ALTA	SIMPLE	BAJO	ALTA	AVANZADO
Tratadores centrífugos	ALTO	MEDIO	ALTA	MEDIA	ALTO	ALTA	INTERMEDIO
Tratadores ultrasónicos	MEDIO	BAJO	ALTA	MEDIA	MEDIO	MEDIA	ESCASO
Tratadores magnéticos	BAJO	MEDIO	ALTA	MEDIA	MEDIO	MEDIA	INTERMEDIO
Tratadores de microondas	MEDIO	MEDIO	ALTA	MEDIA	MEDIO	MEDIA	ESCASO
Microburbujas	MEDIO	BAJO	ALTA	SIMPLE	BAJO	ALTA	INTERMEDIO

Fuente: Autor.

Quizás la mejor opción sea usar varias unidades de aquella tecnología que tiene poca capacidad de tratamiento pero que reduce el consumo de químico y no requiere electricidad. O tal vez la mejor opción sea instalar un equipo muy robusto y costoso pero que permite centralizar el tratamiento. Y así, las condiciones de cada campo, cada fluido y cada compañía son las que terminan inclinando la balanza de la decisión en un determinado sentido.

Lo importante, y es ese el propósito final de este trabajo, es que exista claridad en el fundamento de los procesos que están involucrados en cada tecnología, para que el rol que desempeñe el ingeniero esté basado en el análisis objetivo de las situaciones y la formulación de soluciones acertadas.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las emulsiones se definen como mezclas heterogéneas de líquidos inmiscibles, los cuales alcanzan un estado relativamente tras ser sometidos a agitación, lo cual dispersa a uno de los líquidos, en forma de gotas, en el seno del otro.

En el yacimiento no existen emulsiones, pues los fluidos han estado allí por un tiempo tan prolongado y su movimiento ha sido tan lento que la segregación de fases se ha producido. Las emulsiones, pues, ocurren debido a los esfuerzos cortantes a los que se ven sometidos los fluidos durante su flujo a través del pozo hacia la superficie.

La principal forma de tratar las emulsiones es prevenir que éstas se formen, reduciendo los puntos donde existan esfuerzos de corte tales como choques, codos y expansiones. De esta manera se puede conseguir un flujo laminar a lo largo de todo el sistema de extracción, recolección y tratamiento, garantizando que las emulsiones no se formen o que sean débiles.

Debe tenerse especial precaución con el uso de productos químicos en el sistema, pues muchos de ellos están constituidos por tensoactivos que pueden formar emulsiones más fuertes que las que se formarían en condiciones normales.

Además de los aditivos químicos, existen sustancias como asfaltenos, parafinas y otros sólidos que favorecen la ocurrencia de las emulsiones, actuando como agentes emulsificantes.

Los procesos involucrados en el rompimiento de las emulsiones son: separación gravitacional (asentamiento vertical de las partículas dispersas por efecto de la gravedad), coalescencia (que implica la neutralización de las cargas o coagulación, la atracción de las gotas dispersas o floculación, y la fusión de estas gotas, es decir, la coalescencia propiamente dicha), flotación (ascenso de gotas de suspendidas tras la adición de un gas que se adhiere a ellas) y filtración.

El principal sistema de tratamiento de emulsiones usado en el mundo es el químico, pues ofrece buenos resultados sin la necesidad de una inversión inicial alta. Sin embargo, en el largo plazo puede resultar extremadamente costoso el consumo diario y continuo de estos productos.

Los *gun barrels* son equipos robustos que permiten una eficiente separación de las emulsiones normales, aprovechando la segregación gravitacional. Su difusión en la industria petrolera se debe a los buenos resultados obtenidos y a la sencillez de su operación.

Los procesos de calentamiento son muy útiles en el tratamiento de crudos pesados. Sin embargo, tienen asociado un alto costo de operación debido al consumo continuo de combustibles para la generación de calor. El efecto del calentamiento es mínimo en los crudos livianos, por lo que no se recomienda en esos casos.

El tratamiento electrostático ha mostrado excelentes resultados. Sin embargo, su uso se restringe al tratamiento de fluidos con alta salinidad y en campos donde otras tecnologías no han permitido obtener buenos resultados, debido a su alto costo.

Los *skim tanks* son una opción de bajo costo para el tratamiento del agua de producción. Son muy eficientes y requieren poco mantenimiento. Sin embargo, no manejan grandes cantidades de sólidos ni son adecuados para campos que producen por baches. Para campos donde existen carbonatos disueltos en el agua están disponibles los *skim vessels*, que operan con una cierta presión para evitar que aquéllos se precipiten.

Los coalescedores son equipos que han mostrado excelentes resultados, tanto en la remoción de crudo como en la de sólidos, con un bajo costo y poco mantenimiento.

Las celdas de flotación han sido ampliamente difundidas en los campos colombianos, pues permiten la remoción de crudo a bajo costo. Sin embargo, su eficiencia no es la suficientemente alta. Al respecto, la tecnología de microburbujas surge como una opción para obtener mejores resultados a costos más bajos.

Los tratadores centrífugos son una opción muy interesante para el tratamiento de emulsiones directas, pues ofrecen altas eficiencias, reduciendo el consumo de químicos y de calor, por medio del aprovechamiento de la fuerza centrífuga en el favorecimiento de la coalescencia.

La tecnología de los tratadores ultrasónicos y de microondas es aún incipiente. Si bien se han obtenido muy buenos resultados en las pruebas realizadas en el laboratorio, estas tecnologías se constituyen en interesantes opciones para el

desarrollo de investigaciones futuras, que retomen las experiencias de laboratorio y planteen pruebas de campo.

La selección de equipos para el tratamiento de los fluidos de un campo depende únicamente de las condiciones particulares de ese campo, pues son ellas las que determinarán si la decisión es acertada.

BIBLIOGRAFÍA

ALBOUDWAREJ, Hussein y otros. Rheology of Heavy-Oil Emulsions. Alberta: Shell International - Society of Petroleum Engineers, 2007.

ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations, vol. 1. Segunda edición. Houston: Butterworth-Heinemann, 1999.

ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations, vol. 1. Tercera edición. Houston: Elsevier, 2008.

CHANG, Raymond. Química, 10 ed. México: McGraw-Hill, 2010.

CHEREMISINOFF, Nicholas. Handbook of water and wastewater treatment technologies. Washington: Butterworth-Heinemann, 2002.

Cherskii, N.V. y otros. Effect of Seismotectonic Processes on the Origin and Accumulation of Hydrocarbons. Moscú: Nauka, 1985.

Decreto 1594 de 1984.

ECOPETROL S.A. Manual actualizado de la estación Castilla 2. Castilla La Nueva: Ecopetrol S.A., 2007.

FERIS, L.A. y otros. Optimizing Dissolved Air Flotation Design System. Porto Alegre: Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 1999.

FORERO, Jorge y otros. Design and Application of the Flotation Systems for the Treatment of Reinjected Water in a Colombian Petroleum Field. Bucaramanga: Instituto Colombiano del Petróleo, 2007.

FORERO, Jorge. Sistemas de tratamiento de agua. Notas de clase, Especialización en producción de hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2010.

IUPAC. Compendium of Chemical Terminology. Oxford: Blackwell Scientific Publications, 1997.

ISLAM, M.R. y otros. Experimental and Mathematical Modelling of Ultrasonic Treatments for Breaking Oil-Water Emulsions. Calgary: University of Regina, 2000.

KOKAL, Sunil. Crude-Oil Emulsions: a state of the art review. San Antonio: Saudi Aramco - Society of Petroleum Engineers, 2005.

KOKAL, Sunil. AL-JURAIID, Jamal. Quantification of various factors affecting emulsion stability: watercut, temperature, shear, asphaltene content, demulsifier dosage and mixing different crudes. Houston: Saudi Aramco - Society of Petroleum Engineers, 1999.

MCCAIN, William. The properties of petroleum fluids. Tulsa: Pennwell, 1990.

NALCO. Oil Field Chemicals Training Manual. Houston: Capex College, 2004.

PÁEZ CAPACHO, Ruth. Diseño de facilidades de superficie. Apiay: Universidad Industrial de Santander, 2001.

PELÁEZ, Carlos y otros. Deshidratación magnética de crudos. Bucaramanga: Instituto Colombiano del Petróleo, 1999.

PÉREZ MORENO, Carlos Alberto. Los problemas de emulsión y cómo afectan la productividad de un campo productor. Campo Jiba - Occidental de Colombia. Tesis de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2006.

PÉREZ PÁEZ, Rocío. Aplicación de microondas en el tratamiento de emulsiones del tipo agua en aceite (W/O) y aceite en agua (O/W). Tesis doctoral. Valencia: Universidad Politécnica de Valencia, 2009.

PERRY, Robert y otros. Perry's Chemical Engineers' Handbook. Séptima edición. Nueva York: McGraw-Hill, 1997.

PINZÓN, Sergio. ROJAS, Jonattan. Evaluación de métodos convencionales y no convencionales para la remediación e inhibición de la precipitación de parafinas en pozos de petróleo. Tesis de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2006.

POINDEXTER, Michael y otros. The key to predicting emulsion stability: solid content. Bahrain: Nalco Energy Services - Society of Petroleum Engineers, 2006.

SCHOEPEL, R. HOWARD, A. Effect of Ultrasonic Irradiation on Coalescence and Separation of Crude Oil - Water Emulsions. Dallas: Society of Petroleum Engineers, 1966.

SOFFIAN, Rosian. NIVEN, T.L. Emulsion treatment program. Singapur: Esso Production Malaysia - Society of Petroleum Engineers, 1993.

THUNQVIST, Erik y otros. Estudio de centrifugación para Ecopetrol. Villavicencio: Alfa Laval, 2009.

VERNON, H. ARNOLD, K. Handbook of petroleum engineering - Crude oil emulsions. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1987.

WANG, X. ALVARADO, V. Effect of salinity an pH on Pickering Emulsion stability. Denver: University of Wyoming - Society of Petroleum Engineers, 2008.

YANG, M. y otros. Interactions between chemical additives and their effects on emulsion separation. Denver: Society of Petroleum Engineers, 1996.