TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

FORMULACIÓN DE EMULSIONES DE CRUDO CON POTENCIAL APLICACIÓN COMO MÉTODO DE CONTROL DE AGUA EN POZOS CON PROBLEMAS DE CONIFICACIÓN.

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por el Br. Ortega R., Jerwin D.

Para optar al Título De

Ingeniero de Petróleo

Caracas, junio 2018

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

FORMULACIÓN DE EMULSIONES DE CRUDO CON POTENCIAL APLICACIÓN COMO MÉTODO DE CONTROL DE AGUA EN POZOS CON PROBLEMAS DE CONIFICACIÓN.

Tutor Académico: Prof. Yujeisly Reina.
Tutor industrial: Ing. Msc. Romer Salas.

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por el Br. Ortega R., Jerwin D.

Para optar al Título De

Ingeniero de Petróleo

Caracas, junio 2018

Caracas, junio de 2018

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el consejo de escuela de ingeniería de petróleo, para evaluar el trabajo especial de grado presentado por el bachiller Jerwin Daniel Ortega Rodríguez titulado:

FORMULACIÓN DE EMULSIONES DE CRUDO CON POTENCIAL APLICACIÓN COMO MÉTODO DE CONTROL DE AGUA EN POZOS CON PROBLEMAS DE CONIFICACIÓN.

Considera que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudio conducente al título de Ingeniero de petróleo, y sin que esto signifique que se hacen solidarios con la idea expuesta por el autor, lo declaran APROBADO.

Prof. Pedro Díaz

Jurado

Prof. Sandro Gasbarri

Jurado

Prof. Yujeisly Reina

Tutor Académico

DEDICATORIA

Especialmente a mis padres por su apoyo incondicional, por sus consejos que me permitieron ser la persona de hoy en día, a mi hermana Betzabeth O, por su gran apoyo para seguir adelante en busca de esos sueños anhelados en especial a mi hermano Gleiver mi gran admiración y ejemplo de lucha. A todas esas personas que de alguna manera colaboraron en mi investigación.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar dar gracias a dios por esta bendición.

A la Universidad Central de Venezuela, la casa que vence las sombras por brindarme la luz del conocimiento. A los profesores que en cada clase imparten conocimiento de una manera especial.

A PDVSA-INTEVEP, principalmente a Romer Salas, por brindarme la oportunidad de formar parte de una investigación tan interesante y el compromiso mostrado durante el desarrollo del trabajo. Muchísimas Gracias.

A todas las personas que de alguna u otra manera estuvieron vinculadas al desarrollo de este proyecto, gracias a: Héctor Acosta, Natasha Fandiñho, Raul Saud y Edwar Martinez.

A mi tutora académica la Prof. Yujeisly Reina por su gran apoyo y tiempo dedicado para lograr la culminación de este proyecto.

A mi familia, que representan mi mayor motivación. Mis padres y mis hermanos los cuales siempre han estado a mi lado ayudándome para alcanzar mis sueños. Este merito también es de ustedes.

Jerwin D. Ortega R.

ORTEGA R. JERWIN D.

“FORMULACIÓN DE EMULSIONES DE CRUDO CON POTENCIAL APLICACIÓN COMO METODO DE CONTROL DE AGUA EN POZOS CON PROBLEMAS DE CONIFICACIÓN.”

Tutor Académico: Prof. Yujeisly Reina. Tutor Industrial: Ing. Msc. Romer A. Salas V

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. 2018

Palabras Claves: Emulsión de crudo, surfactante y permeabilidad.

Resumen: Los problemas de reducción de productividad causada por la excesiva producción de agua, trae consigo problemas operacionales y por lo tanto económicos. La inyección de emulsiones como método de reducción de permeabilidad busca una solución a este problema mediante la inyección de un determinado volumen de emulsión por debajo del contacto agua petróleo que cree una barrera alrededor del pozo en la zona de conificacion. El análisis experimental fue realizado mediante la formulación de emulsiones a partir de la activación de los surfactantes naturales presentes en el crudo mediante la aplicación de un álcali. Con la finalidad de obtener emulsiones estables y reproducibles, mediante agitación mecánica. Se evaluaron las variables: velocidad de agitación, diámetro de gota, tiempos de agitación, salinidad del agua y concentración del álcali. Así mismo se formularon dos emulsiones, una simple y otra múltiple, para luego proceder a las pruebas en el medio poroso donde se evaluó parámetros como la variación de presión entre la entrada y salida de la celda, el factor de resistencia residual y el porcentaje de taponamiento para que de esta manera estudiar el efecto causado en el medio poroso.

Índice

Introducción 1

Capítulo I 4

1. Planteamiento de problema 4

2. Objetivos de la investigación 5

2.1. Objetivo general 5

2.2. Objetivos específicos 5

3. Limitaciones 6

4. Antecedentes de la investigación 6

Capítulo II 9

1. Alta Producción de Agua en Pozos Petroleros 9

2. Tecnologías para el Control de Agua 9

2.1. Sistemas químicos sellantes 10

2.2. Sistemas químicos no sellantes 10

3. Emulsiones 11

4. Clasificación de la Emulsiones 11

4.1. Emulsiones simples 11

4.2. Emulsiones múltiples 12

4.3. Emulsiones de muy bajo contenido de la fase interna 13

4.4. Emulsiones de bajo contenido de la fase interna 13

4.5. Emulsiones de contenido medio de la fase interna 13

4.6. Emulsiones de alto contenido de la fase interna 13

4.7. Microemulsiones 13
4.8. Nano emulsión 14
4.9. Macroemulsiones 14
5. Propiedades de las Emulsiones 14
5.1. Conductividad 14
5.2. Viscosidad 15
5.3. Distribución de Tamaño de Gota 16
5.4. Estabilidad 17
6. Mecanismos Involucrados en la Ruptura de una Emulsión 19
7. Aplicación de las Emulsiones 22
8. Principales Variables en el Proceso de Preparación de una Emulsión 24
9. Principios del Proceso de la Emulsificación 25
9.1. Métodos de Dispersión de Alta Energía 26
9.2. Métodos de Dispersión de Baja Energía 27
10. TÉCNICAS PARA LA PREPARACIÓN DE EMULSIONES 28
11. Caracterización de Emulsiones 31
11.1. Medición de Estabilidad 31
12. Surfactantes 38
13. Clasificación de los Surfactantes 39
14. Medio Poroso 43
15. Ecuaciones que gobiernan el flujo de fluidos en el medio poroso 44
15.1. Ecuación de Darcy 44
16. Permeabilidad 45

16.1. Permeabilidad absoluta 46
16.2. Permeabilidad efectiva 46
16.3. Permeabilidad relativa 46
17. Imbibición y Drenaje 46
17.1. Imbibición 46
17.2. Drenaje 47
18. Saturación de fluidos en el medio poroso 47
18.1. Saturación de petróleo (So) 47
18.2. Saturación de agua (Sw) 48
19. Movilidad 48
20. Tensión Interfacial 49
21. Evaluación de los procesos en el medio poroso 50
21.1. Factor de resistencia residual 51
21.2. Porcentaje de taponamiento 52
Capítulo III 53
1. Ubicación Geográfica de la Cuenca Barinas-Apure 53
2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO GUAFITA 53
2.1. Ubicación Geográfica del Campo Guafita 53
2.2. Antecedentes del Campo Guafita 54
2.3. Marco Estructural del Campo Guafita. 56
Capítulo IV 58
1. FASE I: INFORMACIÓN TEÓRICA PRÁCTICA. 58
1.1. Revisión Bibliográfica 58
1.2. Adiestramiento Técnico. 59

2. FASE II: CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS 59
2.1. Materiales 59
2.2. Insumos utilizados 60
2.3. Equipos y Procedimientos 60
2.4. Caracterización del Crudo 71
2.5. Formulación de soluciones acuosa. 75
3. FASE III: FORMULACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS EMULSIONES 75
3.1. Insumos utilizados 76
3.2. Formulación de emulsiones 76
3.3. Efecto de la velocidad de agitación en la estabilidad durante la formación de emulsiones 77
4. FASE IV: PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO 78
4.1. Agua de formación 78
4.2. Crudo 78
4.3. Medio poroso 78
4.4. Procedimiento experimental 79
4.5. Medición de la permeabilidad absoluta de la roca 79
4.6. Pruebas de desplazamientos en el medio poroso 80
Capítulo V 82
1. Caracterización de fluidos 83
2. Efecto de la concentración de NaOH 84
3. Efecto de la velocidad de agitación en la estabilidad durante la formación de emulsiones 85
4. Formulación de emulsiones 86

5. Pruebas de desplazamiento 88
5.1. PRUEBA N° 1 90
5.2. PRUEBA N° 2 91
5.3. PRUEBA N° 3 92
5.4. PRUEBA N°4 93
5.5. PRUEBA N° 5 94
5.6. PRUEBA N°6 95
Conclusiones 97
Recomendaciones 98
Referencias bibliográficas 99
Bibliografía 102
Apéndice A 104

Índice de figuras

Figura 1. Diagrama Esquemático de una emulsión. (Salager, 1993)..... 11
Figura 2. Emulsiones simples 12
Figura 3. Emulsiones múltiples. 12
Figura 4. Distribución de tamaño de gota 17
Figura 5. Mecanismos involucrados en la ruptura de una emulsión. 21
Figura 6. Variación del tamaño de gota promedio y la viscosidad de una emulsión, cuando la energía de agitación usada para producirla incrementa (Ramírez y col, 2002). 26
Figura 7.Métodos de inversión de fases (a) Método del agente surfactante en la fase acuosa y (b) Método del agente surfactante en la fase oleica.... 31
Figura 8. Medición de la estabilidad a través de la fracción de volumen coalescido en función del tiempo (Salager, 1999) 33
Figura 9. Principio de los aparatos de orificio de tipo contador "Coulter"..... 36
Figura 10. Principio de los aparatos de difracción de luz láser. 37
Figura 11. Representación esquemática de la estructura típica de un surfactante. 39
Figura 12. Representación esquemática de un surfactante aniónico..... 40
Figura 13. Representación esquemática de un surfactante no iónico..... 40
Figura 14. Representación esquemática de un surfactante catiónico..... 41
Figura 15. . Esquema para explicar la tensión interfacial (maza, 2010)..... 50
Figura 16. Cuencas Petrolíferas de Venezuela. (MARTORANO, 2008). 53
Figura 17. Mapa de ubicación del Campo Guafita. (Edgar chacin, 2001). 54
Figura 18. Diagrama de Metodología Planteada..... 58
Figura 19. Balanzas analítica y digital..... 61
Figura 20. Mezclador eléctrico de propela CAFRAMO, Modelo DHL. 61
Figura 21. Densímetro DMA 4500. 62
Figura 22. Viscosímetro HAAKE Rotovisco RV30. 64
Figura 23. Equipo de Medición SV1..... 64

Figura 24. Esquema de los sistemas copa/rotor SV1 y MV1. 65
Figura 25. Analizador de Partículas Malvern Instruments Mastersizer. 67
Figura 26. Equipo de limpieza Dean- Stark..... 69
Figura 27. Horno de secado..... 70
Figura 28. Equipo de saturación. 71
Figura 29. Viscosidad del crudo Melones a diferentes temperaturas..... 83
Figura 30. Comportamiento del diámetro de gota respecto a la concentración del álcali..... 84
Figura 31. Análisis del diámetro de gota respecto a la velocidad de agitación de la emulsión..... 86
Figura 32. Estabilidad de la emulsión en el tiempo a diferentes RPM. 87
Figura 33. Estabilidad de la emulsión en el tiempo a diferentes RPM. 88
Figura 34. Resultado ΔP vs tiempo en núcleo 32..... 90
Figura 35. Resultado ΔP vs tiempo en núcleo 30..... 91
Figura 36. Resultado ΔP vs tiempo en núcleo 37. 92
Figura 37. Resultado ΔP vs tiempo en núcleo 26. 93
Figura 38. Resultado ΔP vs tiempo en núcleo 32. 94
Figura 39.Resultado ΔP vs tiempo en núcleo 26. 95

Índice de tablas

Tabla 1. Características del equipo de medición MV. 65
Tabla 2. Viscosidad del crudo a diferentes temperaturas. 83
Tabla 3. Pruebas de desplazamiento..... 89
Tabla 4. Resumen de las pruebas de desplazamiento. 89

Introducción

La producción excesiva de agua puede ser un problema cuando la producción de crudo no es suficiente para cubrir los costos asociados al manejo de la misma, de igual manera, el negocio es producir y vender crudo, por lo tanto, cuando la producción de agua se hace cada vez más grande, es indispensable la implantación de tecnologías de control de agua que puedan disminuir los costos de producción y aumentar la producción de hidrocarburos.

El manejo indeseable del agua de producción petrolera es un problema que provoca gastos anuales de más de 40 millones de $, por lo que el control de esta es una necesidad a fin de disminuir costos en una época de bajos precios petroleros.

El agua está presente en abundancia en todos los yacimientos petroleros, y es común que el productor no quiera producirlo, aunque hay aguas que son “mejores” que otras. Es bueno distinguir entre el agua de “barrido”, el agua “buena” y el agua “mala”.

El agua de barrido se refiere al agua proveniente de un acuífero o es agua de inyección que contribuye al “barrido” del crudo en el yacimiento. El agua “buena” es la producida a una tasa inferior al límite económico de la relación agua– petróleo (RAP). Es consecuencia inevitable el flujo de agua a través del yacimiento y no se puede eliminar sin perder parte de las reservas.

El agua “mala” se refiere al agua producida que no contribuye a la producción de crudo, o bien cuando el crudo producido no cubre los costos para el manejo y tratamiento del agua producida en exceso.

Entre los problemas de control de agua más común esta la conificación, la cual principalmente es el resultado del movimiento de los fluidos del

yacimiento en la dirección de menor resistencia, balanceado por una tendencia de los fluidos a mantener un equilibrio gravitacional.

Entre los efectos adversos de la presencia de conificación de agua se pueden destacar los siguientes:

- Disminución del caudal de petróleo.
- Si el punzado se realiza lejos del contacto agua-petróleo (WOC), puede quedar mucho petróleo sin drenar. Si se realiza cerca del WOC, se tiene una mayor producción de agua.
- Aumenta el costo de las instalaciones de superficie. Se obtiene un mayor volumen de agua contaminada que debe ser reinyectado en algún acuífero, lo que implica la perforación de pozos sumideros, la compra de equipo de compresión para la inyección del agua y su tratamiento en plantas depuradoras.
- Si el peso del agua no permite que se pueda levantar la columna, se necesita la instalación de bombas de mayor potencia.

Entre los métodos más utilizados para el control de agua, están aquellos que involucran el uso de geles y polímeros, pero su elevado costo los hace poco factible para su uso.

Debido a los bajos precios del crudo, y a las limitaciones del uso de las divisas, PDVSA Intevep, viene desarrollando una serie de investigaciones donde se utilicen insumos nacionales para diferentes aplicaciones en producción. En vista de esto, se plantea el empleo de una emulsión de crudo Extrapesado, donde se utilice un álcali como el NaOH para activar los surfactantes naturales presentes en el crudo. El uso del álcali, evitará el empleo de surfactantes comerciales, disminuyendo el costo de la emulsión. Dicha emulsión puede ser inyectada en el pozo, en la zona inferior al

contacto agua petróleo, donde pueda romperse y crear una barrera impermeable para de esa manera disminuir la producción de agua.

Capítulo I

Fundamentos de la Investigación

1. Planteamiento de problema

Dentro de los campos operacionales activos que mantienen Petróleos de Venezuela a nivel nacional, se encuentra el Campo Guafita; ubicado a 47 Km al suroeste de Guasdualito en el Estado Apure. Este Campo posee 230 pozos perforados dentro de los cuales se tienen 160 en condición de activos, manteniendo una producción neta de 26 mil barriles acompañados de 730 mil barriles de agua.

Los pozos activos en el Campo Guafita producen fluido con un corte de agua y sedimentos entre 80 y 90%, el crudo posee una Gravedad API de 29,2°, condición que lo clasifica como mediano. El Campo cuenta con un sistema de recolección para transportar el crudo desde los cabezales de los pozos hasta los *clusters* y luego se recolecta toda la producción a través de 5 líneas principales que están dirigidas a un múltiple de producción principal ubicado en la Estación Guafita, donde finalmente se divide la producción en 2 tanques de lavado. El crudo mediano producido, tiene como destino final la refinería el Palito, donde es procesado en conjunto a otros crudos provenientes de distrito Norte del Estado Monagas.

Los yacimientos del área presentan altas heterogeneidades, además las presiones son muy parecidas a las presiones iníciales de hace más de 20 años, lo que indica un mecanismo de producción por un empuje hidráulico.

Por lo anteriormente descrito, la alta producción de agua provocada por la conificación de algunos pozos y la anisotropía presente en el yacimiento, generan un problema de productividad en el área; que se refleja en una disminución progresiva de la tasa de hidrocarburo.

El creciente incremento en la producción de agua, ha ocasionado a su vez un incremento en el tratamiento y manejo de dicho fluido, elevando los costos de producción en un momento de bajos precios petroleros.

En los últimos años, en el área de Guafita se han venido evaluando una serie de tecnologías como el uso de geles y polímeros para el control excesivo del agua de producción, y los resultados alcanzados han sido prometedores pero el alto costo de estos proyectos los hacen pocos factibles.

La Gerencia de Investigación Estratégica de producción de Intevep, a través de una serie de estudios detallados, desea evaluar la creación de barreras de permeabilidad en la zona de transición WOC, mediante la inyección de una emulsión de crudo extrapesado. Con esta tecnología se desea disminuir el corte de agua y aumentar de esa manera la producción de crudo.

2. Objetivos de la investigación

A continuación se describen los objetivos planteados en esta investigación.

2.1. Objetivo general

Evaluar el uso de formulaciones de emulsiones de Crudo en Agua con potencial aplicación como método de control de agua en pozos con problemas de conificación.

2.2. Objetivos específicos

- Estudiar el efecto de la concentración de Hidróxido de sodio (NaOH) sobre el diámetro de gota y estabilidad de las emulsiones de crudo Melones en agua.
- Determinar el efecto de sales monovalentes y divalentes en la estabilidad de las emulsiones de crudo Melones en agua.
- Establecer de acuerdo a las propiedades de diámetro de gota y estabilidad de las emulsiones de crudo Melones en agua, las nuevas

formulaciones que puedan ser potencialmente aplicables como método de control de agua.

- Estudiar a través de pruebas en medio porosos a escala de laboratorio el comportamiento de la formulación en la producción de agua posterior a la inyección de la emulsión.

3. Limitaciones

- Tiempo para la realización de las pruebas de desplazamiento que permitieran desarrollar más pruebas y así analizar otras variables.

4. Antecedentes de la investigación

Los antecedentes más relevantes que describen esta investigación son los siguientes:

Seright R. and Liang J. (1995), En su trabajo titulado "*A comparison of different types of blocking agents*", realizaron un análisis comparativo de los distintos agentes de bloqueos, ya que se han propuesto varios tipos diferentes de procesos para revertir la canalización de fluidos a través de fracturas y vetas de muy alta permeabilidad en los depósitos. Los procesos que usan polímeros reticulados u otros tipos de geles han sido los más comunes. Sin embargo, también se han propuesto procesos que usan espumas, emulsiones, sólidos suspendidos, microorganismos y precipitados (u otros productos de transiciones en fase). En esta investigación, desarrollaron agentes bloqueadores con propiedades de colocación y/o reducción de la permeabilidad que sean superiores a los de los geles. Identificaron espumas, partículas con gel y microorganismos como materiales que conceptualmente podrían proporcionar propiedades de colocación superiores. Sin embargo, llegaron a la conclusión de que en cada caso, se deben cumplir algunos requisitos importantes antes de que los materiales

proporcionen un rendimiento superior. Para las partículas, ya que deben ser lo suficientemente pequeñas para penetrar fácilmente en la zona de alta permeabilidad, y a su vez ser lo suficientemente grandes para formar un revoque externa efectiva en las zonas de baja permeabilidad

McAuliffe C. (1973), En su trabajo titulado "*Oil in water emulsions and their flow properties in porous media*", presentó estudios de laboratorio para determinar las propiedades de las emulsiones de aceite en agua y para determinar si tales emulsiones podrían actuar como un agente de obturación selectiva para mejorar la recuperación de petróleo.

De esta manera en la preparación de emulsiones establecieron que algunos aceites asfálticos en crudo contienen suficientes emulsionantes naturales para formar emulsiones de aceite en agua mediante la adición de soluciones diluidas de hidróxidos de metales alcalinos tales como hidróxido de sodio, hidróxido de potasio o hidróxido de litio.

Debido a que los crudos contienen cantidades variables de materiales tensioactivos, se necesitan cantidades variables de solución cáustica para producir emulsiones estables de aceite en agua. Para los tamaños de gotas de la emulsión, para una cantidad dada de aceite, una emulsión que tenga diámetros de gotitas ligeramente mayores que los de poros daría la mayor restricción al flujo de fluido. El tamaño de gota se puede variar de dos maneras, una es usar diferentes crudos o también se pueden variar los tamaños de las gotas en la emulsión y las distribuciones de tamaño, para una muestra específica, donde el aumento de la concentración de hidróxido de sodio en la fase acuosa neutralice la mayor cantidad de ácidos activos presentes y producir emulsiones con gotas de diámetros más pequeños.

Por último, realizaron experimentos de flujo de fluidos usando núcleos de arenisca, emulsiones diluidas al 50% en crudo con diámetros de gota que oscilaron entre 1 y 12 micrones. Las permeabilidades iniciales del agua

variaron de 395 a 1.460 md. Los núcleos a los que se le inyectó emulsión con diámetro de gota alrededor de los 12 micrones generó más restricción al flujo de agua, que a los de diámetro de gota alrededor de 1 micrón y a medida que la emulsión diluida fluía hacia los núcleos, las permeabilidades aparentes del agua disminuían más rápidamente en los núcleos de mayor permeabilidad.

McAuliffe C. (1973), En su trabajo titulado "*Crude oil in water emulsions to improve fluid flow in an oil reservoir*", presentó estudios de campo con emulsiones debido a que la canalización de agua inyectada a través de zonas de alta permeabilidad en arenas de yacimientos heterogéneas, es una operación de baja eficiencia de barrido en el desplazamiento del petróleo crudo. En los esfuerzos por mejorar la distribución del agua inyectada en los pozos en las inundaciones, los pozos fueron tratados con emulsiones con un 70 % de contenido de crudo y solución acuosa de 1% de NaOH. En el área tratada con emulsión, se colocó un cojín de agua dulce entre la emulsión y la salmuera del depósito para minimizar la rotura de la emulsión preparada cáustica. Después de inyectar la emulsión durante un período de 4 meses en tres pocillos (215.000 bbl de emulsión), la producción de petróleo aumentó, el fluido total permaneció constante y aumentó la eficiencia del barrido volumétrico. Estos resultados se basan en observaciones hechas en el campo.

Capítulo II

Marco teórico

1. Alta Producción de Agua en Pozos Petroleros

El agua afecta todas las etapas de la vida del campo petrolero, pasando respectivamente por todas las etapas, es decir; exploración, producción y abandono del pozo. Esta se encuentra presente en casi la totalidad de los yacimientos petroleros en nuestro país y es el flujo más abundante presente en ellos, es por esto que el agua que es trasportada junto con el flujo de hidrocarburos mediante el pozo, acarrea problemas técnicos y operacionales, entre ellos (Bailey, 2000), la reducción de la productividad del pozo, el aumento de la presión hidrostática y por lo tanto mayor requerimiento de presión para producir hidrocarburos, la aceleración de los procesos de corrosión en tubulares de producción, producción de arena en algunos casos (dependiendo la formación), capacidad de manejo y disposición, entre otros.

En algunos casos la producción de agua es aceptable y no afecta negativamente la productividad, por lo que se denomina agua buena. Si la producción de agua se encuentra fuera de los valores económicos aceptables para la operadora, y además presenta una desfavorable relación de movilidad que impide que el petróleo sea producido, se denomina agua mala (Bailey, 2000).

2. Tecnologías para el Control de Agua

Con la finalidad de mitigar la alta producción de agua se han desarrollado actualmente tecnologías de control de agua, para incrementar la vida productiva del pozo. Dependiendo del tipo de problema que se requiera solucionar, existen numerosas tecnologías de mitigación, con rangos específicos de aplicación. En términos generales estas tecnologías se

pueden agrupar en dos clases: mecánicas y químicas (O. Jaripatke y D. Dalrymple 2010)**.**

Las soluciones mecánicas se caracterizan principalmente por el aislamiento de la zona utilizando medios mecánicos como los tapones y empacaduras, los cuales se localizan en el fondo del pozo.

Las soluciones químicas consisten en la inyección de alguna sustancia química en el intervalo productor de agua, sin la modificación en la terminación del pozo y ofreciendo la mayor penetración en la formación que los métodos mecánicos. Entre las tecnologías para el control del agua clasificadas como soluciones químicas, se pueden destacar los cementos, resinas, sales, emulsiones y geles. Las soluciones químicas se clasifican a su vez en sellantes y no sellantes.

2.1. Sistemas químicos sellantes

Permiten bloquear totalmente el flujo de cualquier fluido al pozo, reduciendo la permeabilidad efectiva tanto al agua como al petróleo cuando se coloca en el medio poroso. La ventaja de este tipo de geles es que pueden penetrar espacios muy pequeños en el medio poroso y son capaces de proporcionar mejor aislamiento que otros sistemas químicos.

2.2. Sistemas químicos no sellantes

Son aquellos que poseen la facultad de reducir la permeabilidad efectiva al agua sin cambiar significativamente la permeabilidad efectiva al petróleo. Este efecto se ha demostrado en la utilización de sistemas químicos denominados emulsiones los cuales serán utilizados en esta investigación con la finalidad de la evaluación en el efecto de control de agua.

3. Emulsiones

Una emulsión se puede definir como una dispersión de dos líquidos inmiscibles más o menos estabilizada de un líquido en otro (Figura 1). Para formar una emulsión estable es necesario incluir un tercer componente denominado agente emulsificante, surfactante, o emulsionante.

Según Salager, (1993), la noción de estabilidad es por supuesto relativa, pero se refiere a una casi ausencia de cambio durante un periodo de tiempo suficientemente largo para el propósito de la aplicación práctica, lo cual puede variar de algunos minutos a algunos años.

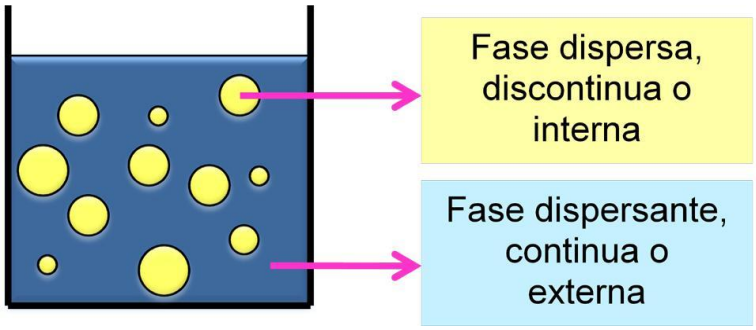

Figura 1. Diagrama Esquemático de una emulsión. (Salager, 1993)

4. Clasificación de la Emulsiones

Según la naturaleza de su fase continua:

4.1. Emulsiones simples

Cuando se trata de gotas de aceite dispersadas en agua se tiene una emulsión de aceite en agua O/W (*Oil in Water*), alternativamente si las gotas de agua dispersadas en aceite se tiene una emulsión de agua en aceite W/O (*Water in Oil)* (Figura 2).

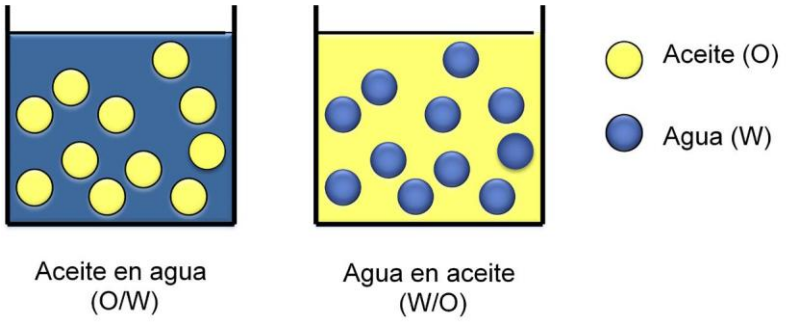

Figura 2. Emulsiones simples

4.2. Emulsiones múltiples

Son sistemas líquido-líquido dispersados en los cuales la fase interna es una emulsión. Se usa el símbolo w/o/w para una emulsión múltiple del tipo agua en aceite en agua, y o/w/o para la emulsión de aceite en agua en aceite. Es posible que las pequeñas gotas que están en las gotas de fase interna sean de un líquido diferente al de la fase externa, en tal caso se usa la simbología particular $W_1/O/W_2$ ó $O_1/W/O_2$, donde el subíndice 1 se refiere al líquido que forma las gotas pequeñísimas dentro de las gotas de la fase interna y el 2 a la fase externa. Por lo tanto, se permite el transporte por difusión de sustancias de la fase acuosa interna (W_1) hasta la fase acuosa externa (W_2) o viceversa (Figura 3).

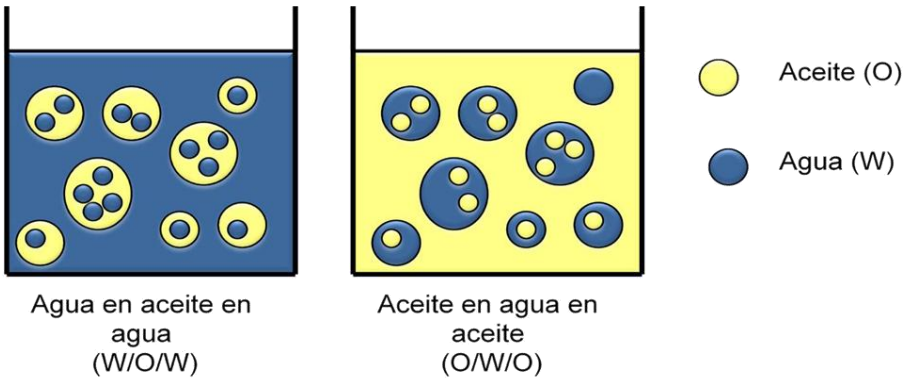

Figura 3. Emulsiones múltiples.

Según la naturaleza de su fase Interna:

Este tipo de clasificación se realiza según su contenido de la fase interna sin fijar de manera nítida las fronteras entre clases:

4.3. Emulsiones de muy bajo contenido de la fase interna

Estas pueden contener entre 0 y 5% de fase dispersa. Las gotas del líquido disperso no presentan interacciones significativas.

4.4. Emulsiones de bajo contenido de la fase interna

El contenido de la fase interna se encuentra entre el 5 y 30% de la emulsión.

4.5. Emulsiones de contenido medio de la fase interna

Estas emulsiones contienen de 30 a 70% de la fase interna. Sus propiedades son muy dependientes de la formulación y de los métodos de formación de la misma. Desde el punto de vista práctico, este tipo de emulsiones es la más frecuente en la industria.

4.6. Emulsiones de alto contenido de la fase interna

Son aquellas que contienen por encima de 70% de fase interna. Su comportamiento es altamente impredecible. Este tipo de emulsión no es muy común, aunque puede encontrarse en la industria de alimento, productos farmacéuticos, cosmética y emulsiones asfálticas y bituminosas.

Según el tamaño de gotas:

En este tipo de clasificación se toma en cuenta el diámetro promedio característico:

4.7. Microemulsiones

Son dispersiones por lo general transparentes con gotas de diámetro promedio de 10 a 100 nm.

4.8. Nano emulsión

Es un sistema polifásico que contiene gotas muy pequeñas (100-500 Å) dispersadas en una fase continua.

4.9. Macroemulsiones

En este tipo de sistemas la dispersión es mayor a > 1 µm.

5. Propiedades de las Emulsiones

Entre las principales propiedades de las emulsiones se encuentran: Conductividad, viscosidad, distribución y tamaño de gota, estabilidad; a continuación se describirán cada una de ellas (Salager, 1999)

5.1. Conductividad

Las conductividades de las dos fases que conforman una emulsión son en general muy diferentes, puesto que la fase acuosa contiene usualmente electrolitos disueltos. Por otra parte, la conductividad de la emulsión depende esencialmente de la naturaleza de la fase continua o externa, puesto que es esta fase la que va a transportar las cargas, mientras que la fase dispersa no tiene continuidad entre los electrodos. Por lo tanto una emulsión de fase continua agua (O/W) posee una alta conductividad, mientras que una emulsión de fase externa aceite (W/O) posee una baja conductividad. En ciertos sistemas w/o de alto contenido de fase interna se pueden formar cadenas de gotas de agua entre los electrodos, produciéndose un aumento considerable de conductividad a lo largo de estas cadenas, fenómeno llamado percolación (Salager, 1999).

5.2. Viscosidad

La viscosidad de una emulsión depende de las interacciones a nivel molecular y de las propiedades fisicoquímicas de la interfase líquido-líquido. Es así como los factores que afectan la viscosidad de emulsiones se pueden clasificar en aquellos relacionados con las propiedades físicas (viscosidad de la fase externa y contenido de fase interna) y los relacionados con las propiedades de la interfase (formulación y efectos electroviscosos) (Salager, 1999).

a. Viscosidad de la fase externa: Todos los modelos teóricos o empíricos indican una relación de proporcionalidad entre la viscosidad de la emulsión y la viscosidad de la fase externa. El contenido de fase interna (Ø) se define como la relación entre el volumen de fase dispersa y el volumen total de la emulsión. Tal relación es obvia a baja proporción de fase interna (Ø 1< 2 %), donde las gotas no interactúan entre sí. Sin embargo, a alto contenido de fase interna (Ø > 70 %) se presentan comportamientos no-Newtonianos (Salager, 1999), debido a la resistencia al flujo originada por las interacciones entre las gotas.
b. Contenido de fase interna: En ausencia de interacciones fisicoquímicas, se puede aplicar la regla siguiente: cuanto más concentrado el sistema, más complejo es el comportamiento reológico y mayor es su viscosidad.

Existen diferentes modelos que tratan de describir el comportamiento reológico en emulsiones, Einstein en 1909 propuso la siguiente expresión para la viscosidad.

Válida solo para Ø < 0,02 es decir en el caso en que no existen interacciones de las gotas entre sí, sino solo interacciones entre las gotas y la fase externa.

La experiencia muestra que la viscosidad de una emulsión aumenta con Ø como un polinomio para valores de Ø intermedios y luego como una función exponencial para altos valores de Ø.

5.3. Distribución de Tamaño de Gota

Existen numerosos resultados que tienden a mostrar la relación siguiente: Cuanto menor sea el tamaño de gota, mayor la viscosidad; cuanto más amplia sea la distribución de tamaño de gota, menor la viscosidad (Salager, 1999). La viscosidad de dispersiones diluidas es independiente del tamaño de gota hasta un valor de Ø de 0,4. Mientras que en dispersiones concentradas (Ø > 0,7) se pueden desarrollar esfuerzos de fluencia y viscoelasticidad, cuya magnitud cobra importancia a medida que el tamaño de partícula disminuye.

La viscosidad de una emulsión es también función de la forma y distribución de tamaño de gota, ya que, a medida que aumenta la polidispersidad la viscosidad disminuye. Esto se debe a la forma en que se arreglan las partículas en el seno del fluido, las gotas más pequeñas pueden acomodarse entre los intersticios de las más grandes, reduciendo así las interacciones y, por consiguiente, la viscosidad. Cuando se mezclan dos emulsiones de un mismo contenido de fase interna pero de tamaños muy diferentes, la distribución resultante presenta una distribución bimodal, si las modas son suficientemente separadas se puede obtener una reducción considerable de la viscosidad.

La distribución de tamaño de gota se obtiene a través de un histograma donde se representa la fracción del volumen total (frecuencia) que ocupan las gotas de un diámetro determinado (clase) en el sistema. Estos pueden ser de distintos tipos, como los mostrados en la Figura 5, La distribución de tamaño de gota en una emulsión es frecuentemente del tipo normal o log-normal.

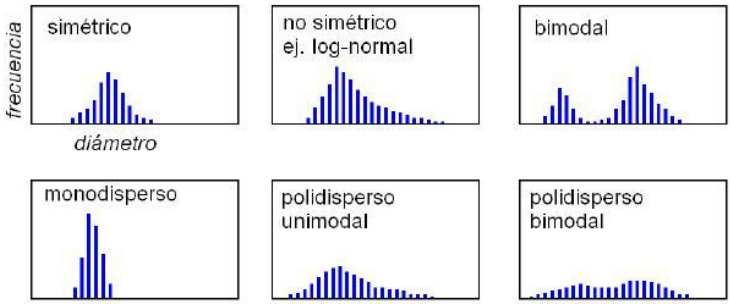

Figura 4. Distribución de tamaño de gota

5.4. Estabilidad

La estabilidad es una propiedad de fácil apreciación en los casos extremos en los cuales la emulsión coalesce completamente en algunos minutos o, al contrario, permanece aparentemente inalterada sin ninguna separación visible por varios meses.

La única medida realmente absoluta de la estabilidad de una emulsión es la variación del número de gotas presentes en una muestra de emulsión en función del tiempo. Tal información no se puede obtener experimentalmente sino mediante la variación de la distribución del tamaño de gota en el tiempo, pero esto implica la perturbación o destrucción de la muestra.

La estabilidad de una emulsión depende de múltiples factores, entre ellos la formulación fisicoquímica, ya que, de esta dependen los mecanismos de estabilización interfacial tales como la repulsión electrostática, la repulsión estérica, el potencial de flujo y la viscosidad interfacial (Salager, 2002). Se describirán los factores más relevantes para este trabajo.

a. **Agente emulsionante:** La naturaleza, la eficiencia y cantidad del surfactante determina qué tipo de emulsión se puede formar.

b. **Distribución y diámetro promedio de gota:** Se fundamenta en el hecho de que el tiempo de coalescencia aumenta o disminuye con la variación de estos dos parámetros, cuanto más estrecha es la distribución del tamaño de gota y más bajo sea el valor del diámetro promedio de gota, más estable es la emulsión.

c. **Porcentaje de agua**: Cuando la emulsión de agua en aceite tiene un alto contenido de agua, aumenta considerablemente las colisiones entre gotas, lo cual tiende a desestabilizar la emulsión produciendo una inversión de fase.

d. **Temperatura:** Un cambio de temperatura puede causar alteraciones en la tensión interfacial entre las dos fases, en la naturaleza y viscosidad de la película interfacial, en la solubilidad del surfactante, en la presión de vapor, la viscosidad de la fase continua y en la agitación térmica de las partículas dispersas que promueven cambios considerables en la estabilidad, causando la ruptura o intervención de la emulsión.

e. **Densidad:** La diferencia de densidad de ambas fases es un factor que afecta directamente la estabilidad de la emulsión.

f. **Almacenamiento:** El almacenamiento se puede ver afectado por las temperaturas altas y bajas, la agitación y vibración, la dilución o evaporación.

6. Mecanismos Involucrados en la Ruptura de una Emulsión

El proceso de desestabilización de una emulsión involucra una serie de mecanismos reversibles (sedimentación, cremado o floculación) e irreversibles (coalescencia, inversión de fases y la maduración de Ostwald (Salager, 2002) (Figura 5). Además, el acercamiento macroscópico de las gotas y drenaje de la película intergota según Jeffreys y Davies (1971)

a. **Sedimentación:** Ocurre la separación de fases debido a la diferencia de densidades entre las mismas y el tamaño de gota de la fase dispersante. Se forman dos capas, donde la fase dispersa se encuentra en la parte inferior.
b. **Cremado o *creaming*:** La formación de una fase superior constituida por gotas de la emulsión. La densidad de dicha fase es claramente menor que la del medio continuo. Se conoce también por sedimentación inversa. Por diferencia de densidades la fase menos densa sufre un empuje de Arquímedes para colocarse sobre la más densa, aunque esta separación puede no ser inmediata. Además, cuanto más pequeñas sean las gotas, más tarda en romperse la emulsión. Por otra parte, cuanta mayor sea la viscosidad de la fase continua, más estable será la emulsión; y por ello cuesta tanto separar las microgotas de agua del petróleo frío.
c. **Floculación:** Se forman agregados de glóbulos que no se fusionan entre sí. En este proceso no se pierde la identidad y sin cambio de diámetro promedio de las gotas originales. Por tanto no hay reducción en el área superficial total, solo se imposibilitan algunos sitios activos. Estos agregados o flóculos sedimentan más fácilmente que las gotas individuales. Este fenómeno es reversible, pues los flóculos pueden descomponerse en sus gotitas iníciales (a veces es suficiente una leve agitación manual).

d. **Coalescencia:** Las gotas se fusionan entre sí para formar una sola gota más grande, produciéndose en este caso que el área superficial total es reducida. En este proceso si se pierde la identidad de las partículas originales y se observa una separación completa de fases.
e. **Inversión de fases:** La fase continua pasa a ser fase dispersa o viceversa, no hay separación de fases sino cambio de fase.
f. **Maduración de Ostwald:** Consiste en la difusión de la fase interna de las gotas más pequeñas hacia las más grandes debido a una diferencia de presión (la presión dentro de las gotas de una emulsión se denomina presión de Laplace). Por lo tanto, las gotas crecen a costa de las pequeñas perdiendo su identidad.

   Se trata de un fenómeno debido a transferencia de materia de tipo molecular y se considera que está relacionado con la disminución del potencial químico al aumentar el tamaño de las gotas, disminuye el potencial químico, este fenómeno causará que la emulsión gradualmente se irá deshaciendo hasta alcanzar la completa desestabilización del sistema, y finalmente quedando únicamente una gran gota de fase oleosa en el seno de la fase acuosa.

   Parece obvio que la velocidad del fenómeno de maduración de Otswald aumenta al hacerlo la solubilidad del aceite en la fase acuosa. Por consiguiente, la estabilidad de las emulsiones está estrechamente relacionada con la concentración (fracción en volumen) y las dimensiones de las gotas. La maduración de Otswald es la mayor causa de inestabilidad en emulsiones que contienen compuestos de bajo peso molecular.
g. **Acercamiento macroscópico de las gotas.** Corresponde al acercamiento de dos gotas más o menos grandes (diámetros entre 1 a 100 μ) debido al fenómeno de sedimentación gravitacional, dado por las leyes de Stokes (basada en la suposición de gotas esféricas rígidas) y de Hadamard (considera el movimiento convectivo interno

en las gotas y el efecto de la viscosidad de las gotas). Cuando las gotas son menores de 5 μ y hay diferencia de temperatura en el sistema, está presente el movimiento Browniano y la termo-capilarida.

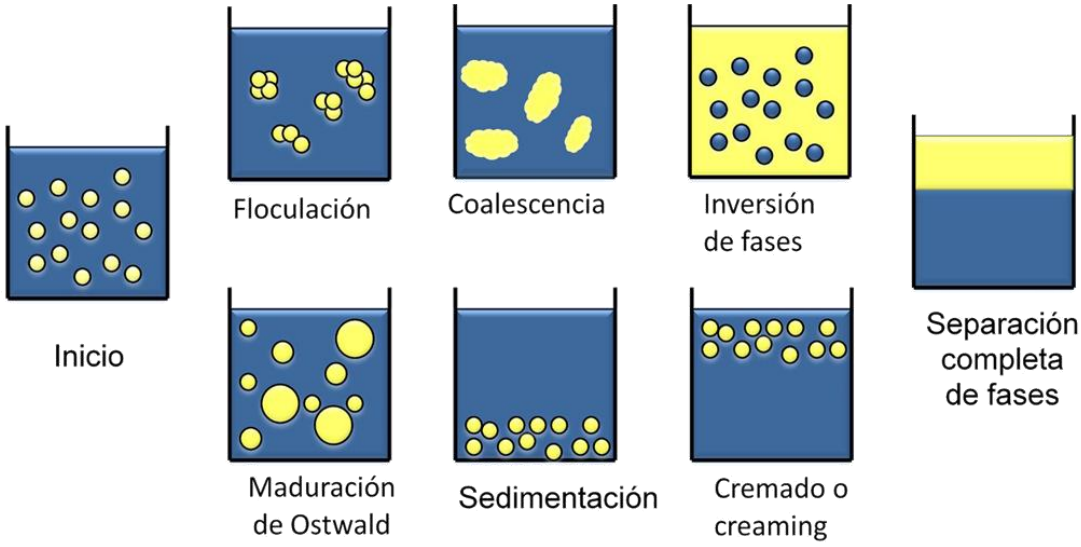

Figura 5. Mecanismos involucrados en la ruptura de una emulsión.

h. **Drenaje de la película intergota** Al final de la etapa de acercamiento macroscópico, las gotas se deforman (adelgazamiento) y se genera una película entre dos gotas, dando así inicio al proceso llamado "drenaje de la película intergota"; donde están involucrados fenómenos interfaciales relacionados con la presencia de surfactantes adsorbidos. La velocidad de drenaje de la película depende de las fuerzas que actúan en la interfase. Cuando dos gotas se aproximan una a la otra debido a las fuerzas gravitacionales, convección térmica o agitación, se crea un flujo de líquido entre ambas interfases.

El flujo de líquido trae consigo moléculas de surfactantes naturales y otras partículas de actividad superficial que se adsorben en la interfase, creando un gradiente de concentración. Esto produce una variación en el valor local de la tensión interfacial (gradiente de tensión negativo), que genera una fuerza opuesta al flujo de líquido fuera de la

película intergota. Al adicionar al sistema un surfactante capaz de reducir sustancialmente la tensión interfacial (denominado desemulsionante o deshidratante), sus moléculas se adsorben en los espacios vacíos entre los surfactantes naturales, y el gradiente de tensión se vuelve positivo; esto induce a un aumento del drenaje de la película intergota.

7. Aplicación de las Emulsiones

Se encuentran emulsiones en las diferentes actividades industriales que hacen uso extensivo de ellas, a continuación se citan algunas de ellas:

a. **Preparados farmacéuticos y cosméticos.** Como el caso de cremas (protectoras, limpiadoras, de noche, etc.), pastas dentífricas, espumas de baño, lociones capilares, supositorios, etc.
b. **Agricultura.** Productos para tratamiento de suelos, aditivos fertilizantes, agentes de limpieza para frutas y hortalizas, agentes de limpieza para la industria de mantequilla y otros tipos de limpiadores.
c. **Protectores de cosechas.** Como por ejemplo insecticidas naturales, fungicidas y herbicidas, entre otras aplicaciones.
d. **Industria alimentaria.** Las aplicaciones son especialmente numerosas dentro de este campo. Se emplean en panadería y pastelería, en la preparación de margarinas, chocolates, aditivos para heladería, en la industria de bebidas, en salsas, colorantes alimentarios, etc.
e. **Industria textil.** Productos para lanas, yute, algodón, tejidos, tintes, para tratamientos impermeabilizantes, en pastas de impresión, etc.
f. **Industria de plásticos.** Se emplean emulsiones como medio de reacción o catálisis para la síntesis y producción de gran variedad de polímeros y plásticos, como cloropreno, estireno, polivinilos,

acrilonitrilos, poliamidas, poliésteres, polietilenos, resinas de fenolformaldehído, etc.

g. **Industria de la construcción.** Emulsiones o/w y w/o con asfaltos, cementos, agentes adherentes para hormigón, en dispersiones poliméricas de pinturas y yesos, para impregnaciones de madera, etc.
h. **Pinturas y recubrimientos.** Se emplean pinturas presentadas como emulsiones w/o y o/w en sistemas no-acuosos y en sistemas acuosos, también se emplea para la eliminación de pintura y limpieza de superficies.
i. **Industria papelera.** Son usadas emulsiones con agentes antiapelmazantes, como dispersiones de pigmentos blancos y de color, en baños de recubrimiento, en acabados del papel de varios tipos: absorbentes, impermeables, plastificados, etc., para el recubrimiento de fibras, limpieza de papel reciclado, engomados, etc.
j. **Minería.** Se utilizan emulsiones como fluidos hidráulicos y para la flotación de minerales, metales no ferrosos, sales, etc.
k. **Metalurgia.** Lubricantes en frío para el cortado, afilado, molturado, taladrado, etc., en aceites de pulido, en fraguado, en agentes anticorrosivos, pastas abrillantadoras, secadores para el metal, etc.
l. **Industria petrolera.** Se emplean emulsiones o/w como coadyuvantes para la prospección y perforaciones, en procesos de desemulsificación, en aditivos para el agua de lavado, para facilitar procesos de transporte, etc.
m. **Industria química.** Se recurre a emulsiones tanto o/w como w/o para acelerar la cinética de algunas reacciones, en procesos de extracción o en procesos con catálisis micelar, entre otros. Es este un campo sobre el que se están focalizando grandes esfuerzos en investigación por su importancia económica y medioambiental,
n. **Industria de detergentes.** Este campo es de especial importancia y las aplicaciones y utilidades son muy diversas. Se emplean en

coloides protectores, en abrillantadores ópticos, en limpiadores industriales, en espumantes, en detergentes líquidos, en detergentes de bajo contenido en fosfatos, en humectantes, antiestáticos, para limpieza de cristales, etc.

8. Principales Variables en el Proceso de Preparación de una Emulsión

Las variables que afectan las condiciones del proceso de emulsificación según Salager, (1993) son las siguientes:

Variables de formulación: Se refieren a la naturaleza del surfactante o agente emulsionante (para estabilizar la fase dispersa en la fase dispersante) y de las fases acuosa y oleosa (por lo menos dos líquidos inmiscibles entre sí), así como también la temperatura.

Variables de composición: Comprenden la proporción relativa de agua y aceite, y concentración del surfactante.

Factores flujo-mecánicos: Incluyen el procedimiento técnico-ingenieril, el tipo e intensidad de agitación y los aparatos utilizados para formar las emulsiones. En la generación de un trabajo a través de la turbulencia o agitación mecánica por un determinado tiempo o intensidad para dispersar un líquido dentro del otro.

En la mayoría de las emulsiones los dos líquidos involucrados son el agua (W=*Water*) y el aceite (O=*Oil*).

El uso de esta simbología se debe a que en castellano ambas palabras empiezan por la misma letra y por tanto se utiliza la nomenclatura anglosajona. La fase acuosa puede consistir en soluciones de sales, azúcares, colorantes y materiales coloidales hidrofílicos. La fase oleosa

puede consistir de mezclas de aceites esenciales, hidrocarburos, ceras, resinas y en general de materiales hidrofóbicos.

9. Principios del Proceso de la Emulsificación

Cuando una gota circula dentro de un tanque agitado y pasa cerca del aspa del impulsor es sometida a un fuerte cizallamiento que depende de la forma y de la velocidad de rotación del impulsor. El resultado de este cizallamiento puede ser un estiramiento más o menos pronunciado dependiendo de la tensión interfacial, la cual depende de la adsorción de surfactante y por tanto de la formulación en general, pero también depende de la viscosidad de los fluidos y de la presencia de otras gotas en la cercanía. La combinación de estos efectos con la intensidad y la duración del cizallamiento produce o no la ruptura en dos o más gotas.

Existen tres clases de operaciones para realizar el proceso de emulsificación, cada una basada en un principio diferente.

a. **La primera clase** abarca las operaciones que consisten en producir una inestabilidad de carácter flujo mecánico. Estas operaciones involucran en general dos etapas: cizallamiento intenso que produce una conformación interfacial de gran área (ondas, gotas alargadas, chorros); inestabilidad hidrodinámica de dicha conformación interfacial, bajo el efecto de las fuerzas capilares. A esta primera clase pertenecen la mayoría de los aparatos llamados dispersores: agitadores de hélice o turbina, homogeneizadores, orificios, molinos coloidales, dispersores ultrasónicos, dispersores de chorro o pulverizadores.
b. **La segunda clase** corresponde a un proceso que consiste en colocar gotas de la fase interna en el seno de la fase externa, mediante un proceso esencialmente físico, como es la condensación de vapor.

c. **La tercera clase** junta los diferentes mecanismos posibles de emulsificación espontanea, en los cuales la transferencia de masa es responsable de la inestabilidad de tipo fisicoquímico, sin ningún tipo de aporte mecánico externo. La Figura 6 muestra el efecto del incremento de la energía de agitación en el diámetro de gota y la viscosidad de emulsiones.

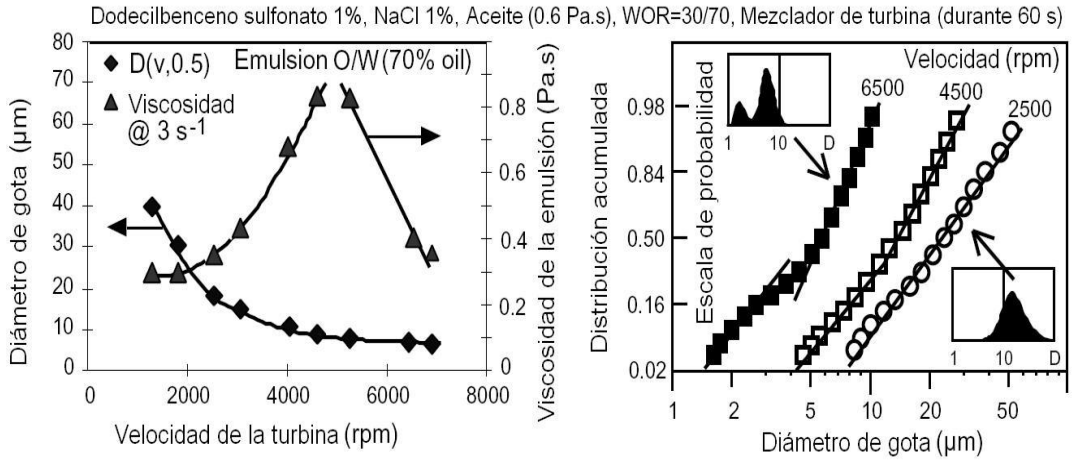

Figura 6. Variación del tamaño de gota promedio y la viscosidad de una emulsión, cuando la energía de agitación usada para producirla incrementa (Ramírez y col, 2002).

9.1. Métodos de Dispersión de Alta Energía

Los métodos de dispersión comprenden la elongación de las gotas y la formación de la inestabilidad hidrodinámica, a través de un alto cizallamiento generado por mezcladores de hélice o turbina, produciendo emulsiones gruesas (5-100 µ), que requieren para una mayor disminución de tamaño de gota una gran cantidad de energía mecánica para aumentar el área interfacial, debido a que la presión de Laplace aumenta al disminuir el tamaño de gota.

La formación de nanoemulsiones por métodos de dispersión generalmente es muy costosa, ya que, requiere la utilización de homogeneizadores o microfluidizadores de alta presión.

Entre los equipos usados para este método son:

a. **Mezcladores de hélice y turbina:** Un mezclador tiene esencialmente dos funciones: primero promover cerca del impulsor un rápido movimiento del fluido de tal forma que el mismo esté sometido a un campo de cizallamiento intenso; por otra parte el impulsor debe poder provocar dentro del tanque un movimiento de circulación convectiva global, de tal forma que todo el fluido pase a través de una zona de cizallamiento.

   El cizallamiento puede aumentarse mediante sistemas de turbinas, las cuales impulsan el fluido radialmente y en ciertos casos contra un dispositivo obstructor. Las turbinas producen un campo de cizallamiento hiperbólico, cuyo efecto es un flujo elongado, el cual es en general mucho más eficiente que el cizallamiento lineal para poder producir emulsiones. En este último, las gotas ovaladas tienden a girar, mientras que en el primero, se alargan y se rompen. El mezclado global puede mejorarse mediante la ubicación céntrica del agitador, o por la colocación de deflectores que inhiben el movimiento rotacional de la masa liquida.

b. **Orificios y homogeneizadores:** Al pasar por una restricción, la velocidad de un fluido aumenta y por lo tanto se incrementa el cizallamiento de tipo elongacional y como consecuencia la ruptura de la interface. Tales aparatos están alimentados con una dispersión gruesa o con un flujo difásico y producen una considerable disminución de tamaño de gota a cada paso.

9.2. Métodos de Dispersión de Baja Energía

La formación de nanoemulsiones requiere que el sistema emulsionado posea una formulación fisicoquímica característica que no puede ser alcanzada solo por agitación mecánica. Para preparar una emulsión con tamaño de gota

extremadamente pequeño no solo es necesario que el sistema final posea ciertas variables de composición y de formulación, también el procedimiento a través del cual se obtiene la emulsión es determinante.

Los métodos de baja energía para la formación de emulsiones comprenden un cambio en la situación fisicoquímica producido al cruzar la línea de inversión de fases. Esto es posible a través de tres métodos: inversión transicional, inversión catastrófica y emulsificación por transición de fases (inversión transicional + catastrófica).

10. TÉCNICAS PARA LA PREPARACIÓN DE EMULSIONES

Se pueden dividir en dos métodos basados en principios diferentes:

a. **Métodos físico-químicos o de condensación:** Utilizan la energía interna de los componentes, energía externa que se necesita aplicar suele ser inferior que en los métodos mecánicos, se suelen obtener emulsiones monodispersas.
b. **Métodos mecánicos o de dispersión**: Utilizan dispositivos de agitación, mucha energía aplicada se pierde por disipación viscosa, la turbulencia de agitación origina polidispersidad.

Sin embargo, en la práctica la unión o uso sistemático de uno de los principios de los métodos anteriormente descritos darán como origen a los siguientes métodos:

a. **Métodos de micronización**: El camino más simple para la obtención de una emulsión es proporcionar energía mecánica al sistema. Este propósito puede ser fácilmente alcanzado usando agitadores mecánicos, homogeneizadores o por efectos de cavitación por ultrasonidos. La dispersión mecánica puede llegar a ser difícil cuando los fluidos a emulsionar tienen muy diferentes viscosidades. Se ha observado que no es posible dispersar un líquido A en un líquido B

cuando la viscosidad de A es casi cuatro veces la viscosidad de B, así ocurre, por ejemplo, con sustancias resinosas en agua. En este caso una metodología alternativa es la producción de una emulsión B/A seguida de una inversión de fases, obteniendo la emulsión A/B (Abismäil y col. 1999; Canselier y col, 2001).

Por otra parte, se puede recurrir al proceso de emulsificación por ultrasonidos que usa la producción súbita y el consecuente colapso de las gotas de aire en el líquido. Este colapso, que produce un gran incremento de la presión local, es capaz de destruir una gota. La emulsificación por ultrasonidos presenta problemas en términos de reproducibilidad debido a la dificultad de controlar los núcleos de cavitación (dominios donde la presión del líquido es menor que la presión del vapor).

b. **Método de inversión de fase:** En esta técnica la emulsión O/W se prepara a partir de una emulsión W/O y una inversión de fase obtenida usando un mecanismo similar al que conduce a las microemulsiones bicontinuas (Solans y col., 2003). Con un bajo contenido en agua, en función de cada surfactante, la emulsión W/O no es conductora y el sistema está constituido por gotas de agua en aceite. Valorando esta emulsión con agua, se aprecia que la conductividad aumenta, alcanza un máximo y finalmente decrece. La adición de agua crea un medio continuo que desarrolla la formación de una dispersión de gotas de aceite en agua.

   En este procedimiento, el surfactante debe estabilizar, incluso temporalmente, tanto la emulsión directa como la inversa. Hablando de manera general, la naturaleza anfifílica del surfactante hace posible esta estabilización transitoria. La fuerza conductora para el proceso de inversión completa está relacionada con la migración masiva del surfactante desde el aceite hasta la fase acuosa (Guanchez, 2005). La

principal ventaja de esta metodología es que la emulsión puede ser obtenida sin trabajo mecánico.

Para producir una emulsión O/W el surfactante es solubilizado en aceite y el agua es añadida lentamente bajo agitación continua. De esta manera se obtiene una emulsión W/O. Manteniendo la adición de agua, la viscosidad del sistema disminuye hasta que la concentración de agua alcanza el 50- 70 % en peso. Con una mayor adición de agua la emulsión atraviesa el punto de inversión de fases (de W/O a O/W); fenómeno que va acompañado de una fuerte disminución de la viscosidad (Figura 7).

c. **Método del agente surfactante en la fase acuosa:** Consiste básicamente en que el agente tensoactivo es directamente disuelto en la fase acuosa (W), agregando luego la fase oleica (O), acompañado de una gran agitación. Con este método se logran emulsiones de O/W.

   Si se desea del tipo W/O la adición del aceite debe continuar hasta que suceda la inversión de fases.

d. **Método del agente surfactante en la fase oleica:** Si el surfactante es disuelto en la fase orgánica de la emulsión puede entonces formarse de una de las dos maneras siguientes:

   - Adicionando a la mezcla directamente agua, formándose espontáneamente una emulsión O/W. Esto es para aquellos fluidos cuyas densidades son muy parecidas entre sí.
   - Adicionando la fase acuosa directamente en la mezcla, formándose una emulsión W/O. acompañada de una gran agitación. Si se desea una del tipo O/W con este método, es necesario invertir la emulsión agregando más agua al sistema.

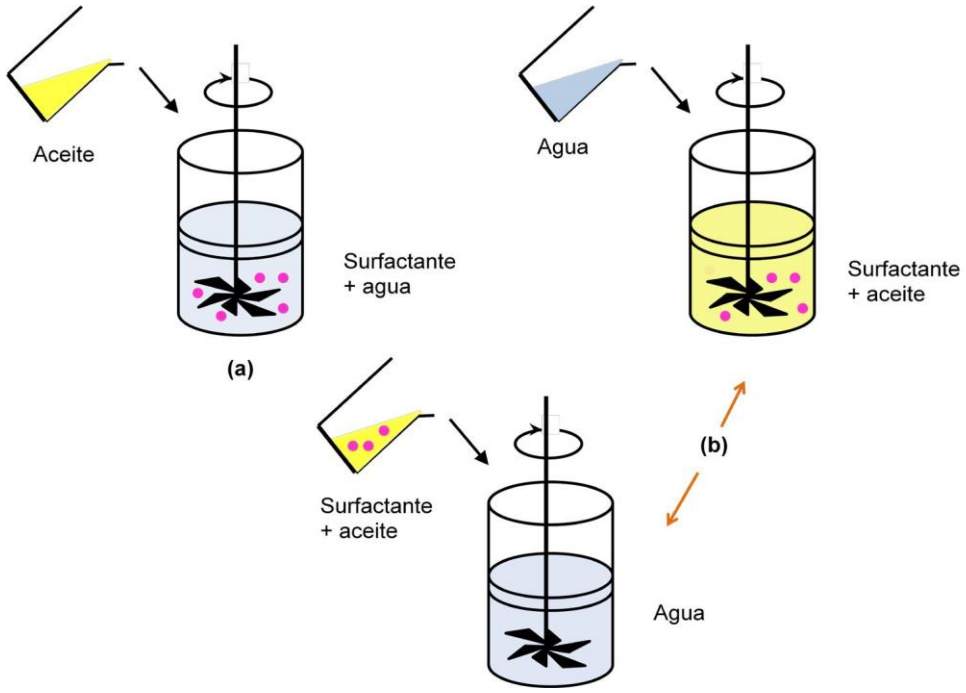

Figura 7.Métodos de inversión de fases (a) Método del agente surfactante en la fase acuosa y (b) Método del agente surfactante en la fase oleica.

11. Caracterización de Emulsiones

11.1. Medición de Estabilidad

La única medida realmente absoluta de la estabilidad de una emulsión es la variación del número de gotas en función del tiempo. Desde el punto de vista experimental tal medición implica bien sea que se tome una muestra, o que se diluya el sistema completo con un gran exceso de fase externa. El resultado del primer método depende considerablemente de la posición del muestreo y el segundo puede emplearse una sola vez, porque altera el estado del sistema.

a. Método de la Botella.

En una emulsión, la floculación y coalescencia se manifiestan por la separación en dos regiones de apariencia diferentes. Por lo tanto, la estabilidad de una emulsión se relaciona en general con el volumen de las

fases separadas. Después de algún tiempo el sistema se separa típicamente en tres zonas: una zona central que contiene una nata o emulsión de alto contenido de fase interna y dos fases separadas: la interna (coalescida) y la externa (clarificada).

La formación de una capa de nata en la parte superior se presenta por la sedimentación de floculas, proceso que puede durar varias horas, mientras que la coalescencia es un fenómeno mucho más lento.

La Figura 8 indica la fracción de volumen coalescido (Vc) con respecto al volumen total (Vt) en función del tiempo. Esta curva posee una forma sigmoide, la cual es característica de un proceso con varias etapas. Durante un cierto período inicial no se separa ningún tipo de volumen; este periodo de iniciación corresponde a la sedimentación y floculación de las gotas y al drenaje de la fase externa hasta alcanzar una emulsión compactada donde las gotas están separadas por una película delgada de fase externa, en la cual, la interacción entre las interfaces empieza a jugar un papel importante y puede producir un efecto notable de retardo (Salager, 2002). Cuando las películas llegan a alcanzar un espesor del orden de 200 Å, son susceptibles de romperse, provocando así la coalescencia de las gotas y la formación de un volumen separado, esta etapa corresponde a la parte ascendente de la curva. Con el fin de cuantificar la estabilidad con un valor numérico, se ha propuesto usar el tiempo requerido para que coalesca la mitad (u otra fracción) del volumen de fase interna, por ejemplo el tiempo en el cual Vc/Vt=2/3.

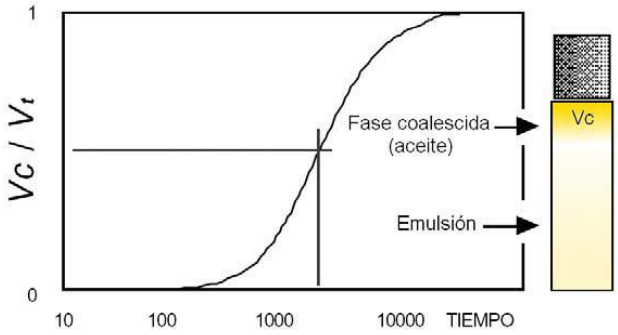

Figura 8. Medición de la estabilidad a través de la fracción de volumen coalescido en función del tiempo (Salager, 1999)

b. Medición de Tamaños de Gota y Distribución de Tamaños

Estos parámetros son determinados experimentalmente, por varios métodos basados en fenómenos físicos, que podrían clasificarse por un lado, en métodos "globales" que determinan una propiedad promedio del sistema, tal como su superficie o su reflectancia, y que por lo tanto dan solo un diámetro equivalente. Por otro lado se encuentran los métodos "individuales" que consideran las propiedades a la escala de la gota, y que mediante un análisis estadístico, llevan a la distribución de tamaño. Puede subdividirse de acuerdo con los fenómenos involucrados en: microscopía y análisis de imagen, dispersión de radiación, difracción de radiación, propiedades eléctricas y movimiento relativo gota-fase externa.

En las emulsiones ordinarias se habla a veces de diámetro promedio de las gotas. Sin embargo, las propiedades de la emulsión en particular su viscosidad no dependen solo del diámetro promedio, y la única forma de describir la geometría de una emulsión es por su distribución de tamaño de gotas.

Se encuentran los métodos "individuales" que consideran las propiedades a la escala de la gota mediante microscopía, análisis de imagen y un análisis estadístico.

El tamaño y la distribución de tamaño de las gotas tiene influencia en las propiedades de las emulsiones, como la velocidad de degradación, la estabilidad a grandes tiempos, la resistencia al cremado, la textura y la apariencia óptica, la viscosidad, la eficiencia fisiológica y la reactividad química, como en el caso de la cinética de las reacciones de surfactantes, en las que el área interfacial entre la fase oleosa y la fase acuosa.

a. **Métodos Globales:** Se puede establecer, para gotas de tamaño 1-30μ, que la intensidad de coloración de una emulsión O/W, cuya fase interna contiene un colorante, decrece con el diámetro de gota (para un mismo contenido de fase interna). Existe una relación lineal entre el porcentaje de reflectancia y el logaritmo del diámetro medio.
b. **Métodos Individuales:** Entre estos métodos se distinguen:
    - **Microscopía y análisis de imágenes.** La observación directa o la fotografía en microscopía óptica son los métodos más simples, y los únicos que pueden considerarse como absolutos (Isaacs y Chow, 1992); permite al operador un juicio subjetivo acerca del tamaño o de la forma de las gotas. Sin embargo, se vuelven extremadamente tediosos y a menudo es difícil hacer medidas objetivas, como la determinación del tamaño de gota.

      El límite inferior de la microscopía óptica es del orden de 1 μ, en buenas condiciones de iluminación y de contraste. Sin embargo, para tales dimensiones, el movimiento browniano se vuelve un problema y se requiere utilizar mucha sensibilidad y alumbrados flash para "inmovilizar" la imagen.

      Las gotas grandes (d > 100 μ) pueden, por otro lado, aplastarse entre las láminas y por lo tanto aparecer con un diámetro

aumentado o enmascarado, sin embargo se puede corregir este problema usando láminas especiales. Con la introducción de los microprocesadores en la instrumentación científica se han eliminado las tediosas operaciones de determinación de tamaño y conteo de gotas. En los aparatos modernos, la imagen es analizada por un detector fotoeléctrico de barrido, semejante a una cámara de video, que transforma la información óptica en una señal de video. Dicha señal, está luego manipulada por un sistema computarizado, cuyo análisis está limitado solo por la sofisticación del programa y la capacidad de computador.

De todas formas, conviene recordar que el análisis de imagen está siempre limitado por la precisión del microscopio que se usó para tomar la foto o el video. El costo de adquisición de tales equipos es elevado, y se justifican solo si se le va a dar un uso intensivo y sistemático.

- **La microscopía electrónica**, tanto de transmisión como de barrido, permite un análisis de estructuras más pequeñas, tales como cristales líquidos o microemulsiones. Sin embargo, su uso está limitado por los requerimientos de alto vacío, y las dificultades preparativas tales como la criofractura o la necesidad de réplica.
    - **Sedimentación.** La velocidad de sedimentación de una esfera en un campo gravitacional natural o artificial, depende del tamaño de las esferas.
    - **Contadores de orificio.** Cuando una partícula o gota pasa a través de un orificio pequeño sumergido en una solución electrolítica, se modifican las línea de corriente dentro del orificio, y por lo tanto la conductividad electrolítica entre dos electrodos situados a un lado y

otro del orificio (Figura 9). La señal eléctrica obtenida al pasar la partícula a través del orificio está relacionada con su diámetro, siempre y cuando dicho diámetro sea del mismo orden de magnitud que el diámetro del orificio. Dicho principio, llamado de Coulter, es la base de los contadores del mismo nombre. El aparato fue desarrollado en los años cincuenta para contar los glóbulos rojos en la sangre. Se usa fácilmente con dispersiones cuya fase externa acuosa contiene electrolitos. Sin embargo se puede usar también con fases externas orgánicas, que se hacen conductoras con sustancias como el tiocianato de amonio.

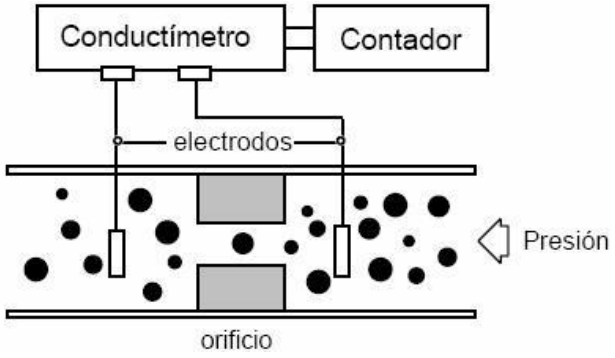

Figura 9. Principio de los aparatos de orificio de tipo contador "Coulter".

c. **Difracción de luz láser.** Cuando un haz paralelo de luz coherente monocromática (láser) pasa a través de una pequeña zona conteniendo partículas o gotas, se forma un patrón de difracción superpuesto a la imagen, y mucho más amplio que aquella. Si se coloca una lente convergente después de la zona que contiene la dispersión, y se ubica una pantalla en el plano focal del lente, la luz no difractada forma una imagen en el foco, y la luz difractada forma un conjunto de anillos concéntricos alternativamente blancos y negros, llamado patrón de Fraunhofer.

El dispositivo de la Figura 10 es el principio de los analizadores de tamaño por difracción de luz. La teoría completa de dicho fenómeno está desarrollada en textos de óptica, y es bastante compleja para el no-físico.

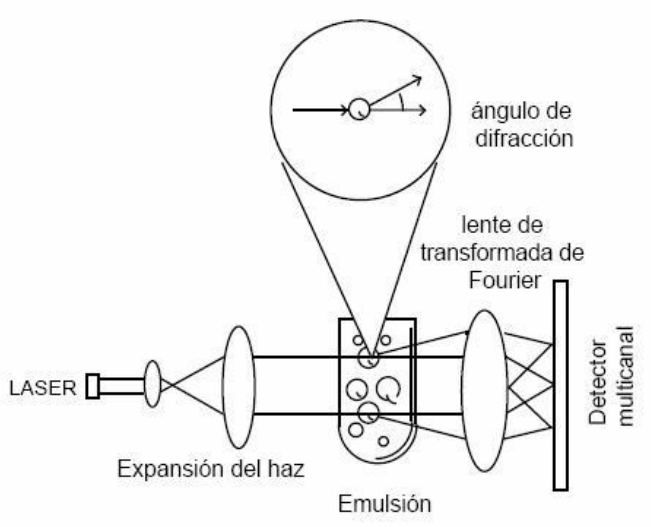

Figura 10. Principio de los aparatos de difracción de luz láser.

A partir de la información detectada de intensidad de luz difractada en función del ángulo de difracción, se puede calcular (con un algoritmo que exige el uso de un computador), la distribución de tamaño de partículas presentes en la dispersión. Al cambiar la distancia focal de la lente, se pueden cubrir un rango de tamaños entre 1-2000 μ. El rango de detección es mucho mayor que el de los demás aparatos, ya que puede haber un factor 100 entre el tamaño de la partícula más pequeña y el tamaño de la más grande.

Las ventajas de este tipo de aparato son múltiples, pero hay sin embargo dos inconvenientes. Como la gran mayoría de los métodos de análisis individual, el analizador por difracción de luz requiere una emulsión diluida, para evitar difracciones múltiples. Por otra parte el costo de estos aparatos es alto.

12. Surfactantes

En la mayoría de las aplicaciones de interés, se encuentra en la interfase un tercer tipo de sustancia llamada surfactante del inglés "*surfactant*" *(surface active agent*). Estas sustancias permiten controlar las propiedades del sistema y según el caso y el uso se califican como jabón, detergente, tensoactivo, emulsionante, dispersante, espumante, humectante, hidrofobante, inhibidor de corrosión, etc. El surfactante juega un papel de primera importancia en los sistemas que poseen una fase continua líquida en la cual el surfactante puede migrar por convección o difusión: las espumas, las emulsiones y las suspensiones (Salager, 1993).

Los surfactantes, también llamados tensoactivos son sustancias compuestas por moléculas anfifilicas. La palabra anfifilo proviene de las raíces griegas del prefijo “anfi” que significa “doble”, y la otra “filo” que significa afinidad o atracción. Estas moléculas tienen dos partes: un grupo polar (o hidrofílica) y un grupo apolar o no polar (lipofílico o hidrofóbico). En Figura 11 se muestra la estructura química típica de un surfactante. Esta característica le confiere una doble afinidad, que desde el punto de vista fisicoquímico se define como una dualidad polar-apolar.

El grupo polar suele ser de menor longitud que el grupo apolar, aunque más voluminoso, por lo que se le llama a esta zona cabeza. El grupo apolar está formado por una cadena hidrocarbonada de tipo alquílico o alquilbencénico, a esta zona se le conoce como cola, aunque dada la versatilidad de la química de carbono podemos encontrar cadenas insaturadas, ramificadas o que contengan otros átomos distintos del carbono o del hidrógeno. Los surfactantes son sustancias capaces de modificar el comportamiento de fase en un sistema determinado.

Figura 11. Representación esquemática de la estructura típica de un surfactante.

El comportamiento global de cada surfactante depende de la importancia relativa de las dos tendencias polar y apolar (Salager, 2002). La adsorción de surfactantes en una superficie gas-líquido o en una interfase líquido-líquido, produce en general una reducción de la tensión superficial o interfacial, por lo que también son llamados tensoactivos (Salager, 1992).

13. Clasificación de los Surfactantes

Los surfactantes generalmente se clasifican de acuerdo a su ionización en medio acuoso (Salager, 2002). Según el tipo de disociación del grupo hidrofílico en fase acuosa, se denominan surfactantes aniónicos, catiónicos, no-iónicos y anfóteros. Se clasifican por la carga iónica de la parte superficialmente activa de la molécula:

a. **Surfactantes Aniónicos:** Son aquellos que se disocian en un ion surfactante cargado negativamente (anión) y un catión metálico, en general un metal alcalino o un amonio cuaternario (Figura 12).

   Poseen grupos funcionales que se ionizan en disolución acuosa originando iones con carga negativa responsables de la actividad superficial. Por lo general contienen uno de cuatro grupos polares solubles (carboxilato, sulfonato, sulfato o fosfato) combinado con una cadena hidrocarbonada hidrófobica. Si esa cadena es corta son muy

hidrosolubles, y en caso contrario tendrán baja hidrosolubilidad y actuarán en sistemas no acuosos como aceites lubricantes.

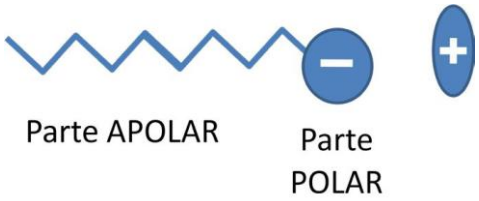

Figura 12. Representación esquemática de un surfactante aniónico.

b. **Surfactantes No Iónicos:** Éstos no producen iones cuando se encuentran en solución acuosa (Figura 13), puesto que ellos poseen grupos hidrófilos del tipo alcohol, fenol, éter o amida, con elevada afinidad por el agua, lo cual los hace soluble en la misma. Una alta proporción de estos surfactantes pueden tornarse relativamente hidrofílicos gracias a la presencia de una cadena poliéter del tipo polióxido de etileno o propileno, entre estos se encuentran los surfactantes Tween y Span (ésteres de sorbitán etoxilados y no etoxilados respectivamente), utilizados en aplicaciones alimenticias y cosméticas debido a su baja toxicidad.

   En general presentan bajo poder espumante y suelen ser productos líquidos y pastosos. En muchas aplicaciones se suelen agregar co-tensoactivos (alcoholes, ácidos y aminas de cadena corta) para mejorar su actuación.

   Los surfactantes no iónicos representan un 40% de la producción total.

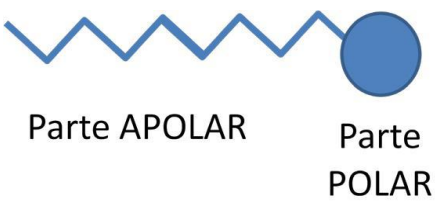

Figura 13. Representación esquemática de un surfactante no iónico.

c. **Surfactantes Catiónicos:** En disolución originan iones positivos (+), poseen grupos funcionales que se ionizan en disolución acuosa en iones con carga positiva responsables de la actividad superficial (Figura 14) y forman un catión orgánico anfífilo que generalmente posee un amonio cuaternario y un anión generalmente del tipo halogenuro.

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

   Se usan, exclusivamente en aplicaciones especiales que justifican su costo.

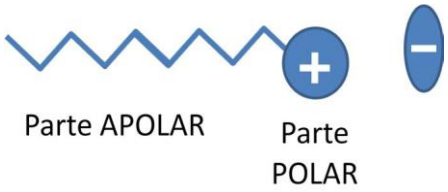

Figura 14. Representación esquemática de un surfactante catiónico.

d. **Surfactantes Anfóterics:** Combinan dentro de una misma molécula los caracteres aniónico y catiónico. Son aquellos que tienen una combinación de surfactante aniónico y catiónico, dentro de una misma molécula, los caracteres aniónicos y catiónicos produce un surfactante llamado anfótero, como por ejemplo los aminoácidos, las betaínas o los fosfolípidos; de estos últimos los principales representantes son las

lecitinas, las cuales constituyen la mayoría de los elementos estructurales de las membranas biológicas.

e. **Otros Tipos de Surfactantes:** Hace unos veinte años surgieron los surfactantes poliméricos, éstos son producidos asociando estructuras polimerizadas de tipo hidrofílico o lipofílico, en forma de bloques o de injertos.

f. **Surfactantes de Origen Natural:** Cuando la fuente o materia prima utilizada, para la fabricación u obtención del surfactante es renovable de origen natural se habla de surfactantes naturales o tensoactivos naturales. El interés de los surfactantes naturales radica en dos aspectos, su utilidad para la investigación básica de tensoactivos y su amplio rango de aplicaciones. En cuanto a la investigación básica, el conocimiento de los surfactantes naturales y sus propiedades físico-químicas contribuye a conocer mejor los procesos biológicos y los aspectos medioambientales en los que los surfactantes naturales están implicados. Y en cuanto a sus aplicaciones, en la búsqueda de productos más respetuosos con el medio ambiente y con mayor biodegradabilidad está impulsando la sustitución de surfactantes sintéticos tradicionales por otros procedentes de materias primas naturales. (Salager, 2000, Pekdemir, 2005).

   La expresión “surfactante natural” es necesario acotarla. En términos estrictos se puede considerar que un surfactante natural es aquel que proviene de una fuente natural renovable sin que haya sido sometido a síntesis química, o modificado por un tratamiento posterior a su extracción. Esto puede implicar a las dos partes de la molécula, tanto la hidrofílica como la hidrofóbica, o bien solo a una de ellas (Pekdemir, 2004). Esto se aplicaría a todas aquellas sustancias tensoactivas o surfactantes procedentes de animales o

plantas en cuyos procesos biológicos tengan un papel similar al de sus aplicaciones técnicas.

En este trabajo especial se estará aplicando algunas sustancias alcalinas que en nuestro caso activen los surfactantes naturales presentes en el crudo y de esta manera disminuir la tensión interfacial para formar la emulsión. Esta sustancia se le conoce como álcali y será explicada brevemente a continuación:

Álcali: Las sustancias alcalinas son utilizadas en procesos cuando el crudo contiene sustancias ácidas, frecuentemente ácidos carboxílicos. Los químicos alcalinos reaccionan con los ácidos del crudo para producir un surfactante en sitio, que actúa en la interfase agua-petróleo reduciendo la tensión interfacial.

Para la formación de surfactante a partir de la reacción de químicos alcalinos con componentes ácidos del petróleo se necesitan valores altos de pH. Un pH alto significa grandes concentraciones de aniones de hidróxido [OH^-]. En una solución acuosa, mientras la concentración de OH^- aumenta, la concentración de H^+ disminuye ya que las dos concentraciones están relacionadas por la disociación de agua. (Zerpa, 2004).

Se pueden utilizar muchos químicos para generar alto pH, pero los más comunes son hidróxido de sodio (soda cáustica NaOH), carbonato de sodio (Na_2CO_3). Tal es el caso de este trabajo especial de grado.

14. Medio Poroso

Un medio poroso puede ser considerando equivalente a un sistema de partículas sólidas y espacios vacíos aleatoriamente dispersos en una manera que ambas fases, forman unos conductos continuos a través de la estructura de un elemento dado (J. Smiith).

Particularmente en el caso de las areniscas los espacios poroso puede ser divididos en garganta de poro (segmento más estrecho de los poros), y las cámaras de poros (el segmento más amplio de los poros) (F. Binshan, 2009).

Para efectos de estudio de flujo bifásico el medio poroso se constituye de: matriz sólida, el fluido mojante, el fluido no mojante y la interface entre los fluidos (F. Civan, 2000).

15. Ecuaciones que gobiernan el flujo de fluidos en el medio poroso

El flujo en el medio poroso es descrito mediante el uso de dos ecuaciones, Poiseuille y Darcy, la primera sirve para el estudio a nivel microscópico, en tanto la segunda para hacerlo a nivel macroscópico (C. Haro, 2006).
Para el desarrollo de este trabajo especial se trabajará con la ecuación de Darcy:

15.1. Ecuación de Darcy

Esta ecuación como se mencionó anteriormente servirá para estudiar el comportamiento macroscópico de los fluidos en el medio poroso. Esta ley sostiene que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la fuerza de empuje (gradiente de presión) e inversamente proporcional viscosidad. Las siguientes condiciones deben cumplirse para poder aplicar Ley de Darcy:

- Formación homogénea.
- No existe interacción entre el fluido y la roca.
- 100% saturado con una sola fase.
- Fluido Newtoniano.
- Flujo incompresible, laminar y continuo.
- Temperatura constante.

Para condiciones de flujo lineal, la ecuación toma la siguiente forma (Ferrer, 2009).

$$K = C * \mu * \frac{4 * L * Q}{\pi * D^2 * \Delta P} \quad (1.1)$$

Donde:

K= Permeabilidad (mDarcy).

C = Producto de la conversión de unidades, tiene un valor de 0,245.

L = Longitud del núcleo (cm).

D = Diámetro del núcleo (cm).

Q = Tasa de inyección (cc/min).

ΔP = Diferencial de presión entre la entrada y salida del núcleo (psi).

Es necesario tener las siguientes condiciones cuando se obtiene la medición de la permeabilidad:

- Flujo laminar.
- No debe existir reacción entre el fluido y la roca.
- Únicamente presente una fase que sature la roca al 100%.

16. Permeabilidad

Esta propiedad es una medida directa de la capacidad de un sistema poroso para conducir un fluido en la presencia de uno o varios fluidos. Las características de flujo son el efecto combinado de la geometría de los poros, la humectabilidad, la distribución de los fluidos y la historia de la saturación (Ferrer, 2009). De acuerdo a los fluidos que saturan dicho espacio poroso la permeabilidad puede clasificarse de la siguiente manera:

16.1. Permeabilidad absoluta

Cuando la roca se satura al 100% con un fluido y que este no reaccione con la roca, a esta medición de la permeabilidad se le conoce como permeabilidad absoluta.

16.2. Permeabilidad efectiva

La permeabilidad efectiva a un fluido es la permeabilidad del medio a ese fluido cuando su saturación es menor del 100%. De esta manera se pueden obtener las siguientes ecuaciones: la permeabilidad efectiva al agua, aceite y gas.

16.3. Permeabilidad relativa

Se define como la relación de la permeabilidad efectiva a ese fluido a la permeabilidad absoluta. Obteniendo de esa forma las ecuaciones de permeabilidades relativas del agua, aceite y gas respectivamente.

17. Imbibición y Drenaje

Es importante resaltar los términos de imbibición y drenaje, ya que estos indican el sentido en el cual la saturación varía y por lo tanto permiten conocer la distribución de la fase que moja o de la que no moja dentro de los espacios porosos. La inyección de agua en una roca de mojabilidad preferente al agua es un proceso de imbibición y la inyección en una roca preferente al petróleo es un proceso de drenaje (Sánchez, 2013).

17.1. Imbibición

Es un proceso espontáneo donde la fase mojante desplaza a la fase no-mojante, aquí no se requiere la aplicación de fuerzas externas en el sistema reservorio fluidos. La saturación del fluido que moja se incrementa.

17.2. Drenaje

Es el mecanismo por el cual la fase no-mojante desplaza a la fase mojante. Es un proceso forzado, contrario a la imbibición, pues las fuerzas capilares tienden a retener la fase mojante dentro de la estructura capilar en el reservorio.

18. Saturación de fluidos en el medio poroso

La saturación de fluidos es la fracción o porcentaje del volumen de poros del yacimiento, que está llena por cada uno de los fluidos, es decir la saturación en fluido de una roca es la relación entre el volumen de fluido en los poros Vs el volumen total de los poros. La saturación se expresa como el porcentaje del volumen de los poros (Sánchez, 2013).

La distribución de los fluidos del yacimiento de acuerdo a sus características humectantes da como resultado diferentes permeabilidades relativas de las fases mojante y no mojante. De acuerdo al fluido que satura el medio poroso este se puede clasificar de la siguiente forma:

18.1. Saturación de petróleo (So)

Corresponde a la relación de volumen poroso ocupado por el petróleo sobre el volumen poroso total de la roca, expresado en porcentaje se tiene:

$$S_o = \frac{V_o}{V_p}.100\% \qquad (1.2)$$

Donde:

So= Saturación de petróleo (%).

Vo= Volumen de petróleo (cc).

Vp= Volumen poroso (cc).

18.2. Saturación de agua (Sw)

Corresponde a la relación de volumen poroso ocupado por el agua existente en los poros de la roca sobre el volumen poroso total, expresado en porcentaje se tiene:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p}.100\% \tag{1.3}$$

Donde:

Sw= Saturación de petróleo (%).

Vw= Volumen de petróleo (cc).

Vp= Volumen poroso (cc).

19. Movilidad

La relación de movilidades, es un factor importante que afecta la eficiencia de desplazamiento de petróleo por agua, Cuando un fluido desplaza a otro, la notación normal de la razón de movilidades es la movilidad del fluido desplazante a la del fluido desplazado. Por ejemplo cuando se desplaza petróleo la ecuación queda de la siguiente forma (Villegas, 2013).

$$\lambda_w = \frac{K_{rw}}{\mu_w} \tag{1.4}$$

$$\lambda_o = \frac{K_{ro}}{\mu_o} \tag{1.5}$$

$$M = \frac{K_{rw}.\mu_o}{K_{ro}.\mu_w} \tag{1.6}$$

Donde:

Krw=Permeabilidad relativa del agua (mDarcy).

μw= Viscosidad del agua (cp).

Krp=Permeabilidad relativa del petróleo (mDarcy).

μo= Viscosidad del petróleo (cp).

λw= Movilidad del agua.

λo= Movilidad del petróleo.

M= Relación de movilidad.

20. Tensión Interfacial

La tensión interfacial es la fuerza o tensión existente en la interfase entre dos líquidos inmiscibles. Si dos líquidos son miscibles, entre ellos no existe tensión interfacial alguna. Es decir, es el trabajo reversible o isotérmico necesario para aumentar el área de una interfase a composición constante. Los sistemas tienden a adoptar la configuración en la que presenten un área interfacial mínima.

Es importante resaltar que no existe una diferencia fundamental entre los términos Superficie e Interfase, aunque se acostumbra a describir la frontera entre dos fases una de las cuales gaseosa como una superficie y la frontera entre dos fases no gaseosas como una interfase.

Como se mencionó anteriormente, las moléculas de la interfase entre dos líquidos estarán sometidas a fuerzas de magnitudes diferentes a las que están sometidas las moléculas del seno de cada uno de los líquidos. Adicionalmente, éstos tendrán interacciones del tipo Van der Waals con las moléculas del otro liquido en la interfase, lo que conducirá a que la tensión en la interfase tenga un valor intermedio entre las tensiones superficiales de

los dos líquidos condensados. Esto se explica como sigue en la figura 15: Una película muy fina se forma en un sólido metálico rectangular. Uno de los extremos es móvil. El trabajo (ω) requerido para crear la nueva superficie es proporcional al número de moléculas atraídas del seno del líquido a la superficie y por tanto al área de la nueva superficie (∆A). La constante de proporcionalidad (γ) es la tensión superficial.

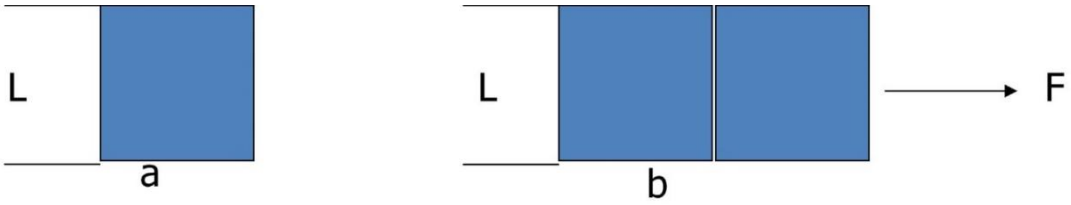

Figura 15. . Esquema para explicar la tensión interfacial (maza, 2010).

$$\omega = \gamma.\Delta A \tag{1.7}$$

$$\gamma = \frac{F}{L} \tag{1.8}$$

En la mayoría de los líquidos la tensión interfacial disminuye con el aumento de temperatura, de modo prácticamente lineal, y se hace muy pequeña en la región de temperatura crítica

21. Evaluación de los procesos en el medio poroso

La efectividad de estos procesos que causan un daño en el medio poroso generalmente se evalúa mediante la reducción de la permeabilidad que genera el agente de bloqueo aplicado al medio poroso, y en consecuencia, para evaluar la efectividad de emulsiones del tipo O/W como agente de bloqueo para el control de producción de agua. En este sentido, se tienen los siguientes dos parámetros:

21.1. Factor de resistencia residual

Consiste en la relación de movilidad del agua antes y después del tratamiento.

$$RRF = \frac{\lambda_i}{\lambda_f} \tag{1.9}$$

Donde:

λi= Movilidad del agua antes del tratamiento.

λf= Movilidad del agua después del tratamiento.

La movilidad λ, se expresa como la relación entre la permeabilidad efectiva al agua y la viscosidad del agua, por tanto, el factor de resistencia residual, RRF, puede expresarse como:

$$RRF = \frac{\lambda_i}{\lambda_f} = \left(\frac{K_i}{\mu_i}\right).\left(\frac{\mu_f}{K_f}\right) \tag{1.10}$$

E indica, el grado de reducción de la movilidad del agua en el medio poroso por efecto de la aplicación de emulsión (Gonzales, 1997). Si, la viscosidad del agua permanece constante antes y después del tratamiento, la ecuación anterior se simplifica a:

$$RRF = \frac{K_i}{K_f} \tag{1.11}$$

Donde:

Ki= Permeabilidad efectiva al agua antes del tratamiento.

Kf= Permeabilidad efectiva al agua después del tratamiento.

Por tanto, si ocurre reducción de permeabilidad debido al flujo de emulsión a través del medio poroso, el valor de factor de resistencia residual será siempre mayor que la unidad (Barrufet y Poston, 1993). De igual forma, mientras mayor sea el valor de RRF mayor será la eficiencia del tratamiento como agente de bloqueo de zonas que presentan elevada conductividad de agua.

21.2. Porcentaje de taponamiento

El cual es una relación de la diferencia de permeabilidad inicial y final entre la permeabilidad inicial, está dado por:

$$\%Taponamiento = \left(\frac{K_i - K_f}{K_i} \right).100\% \qquad (1.12)$$

Donde:

Ki= Permeabilidad efectiva al agua antes del tratamiento.

Kf= Permeabilidad efectiva al agua después del tratamiento.

La permeabilidad se determina a partir de datos de laboratorio empleando la Ecuación de Darcy.

Capítulo III

Descripción del área de estudio

El siguiente capítulo está enfocado en la ubicación geográfica y las características principales de la Cuenca Barinas-Apure y del Campo Guafita.

1. Ubicación Geográfica de la Cuenca Barinas-Apure

La cuenca Barinas-Apure se encuentra situada en la región suroccidental de Venezuela, al norte de la frontera con Colombia (figura 16) comprende aproximadamente un área de 100.000 Km², extendiéndose entre la Cordillera de los Andes y el Escudo de Guayana, limitada por rasgos estructurales definidos, como son: al este el Arco de El Baúl, que la separa de la Cuenca de Guárico, y al oeste el Arco de Arauca, que constituye el elemento divisorio de la subcuenca de Apure.

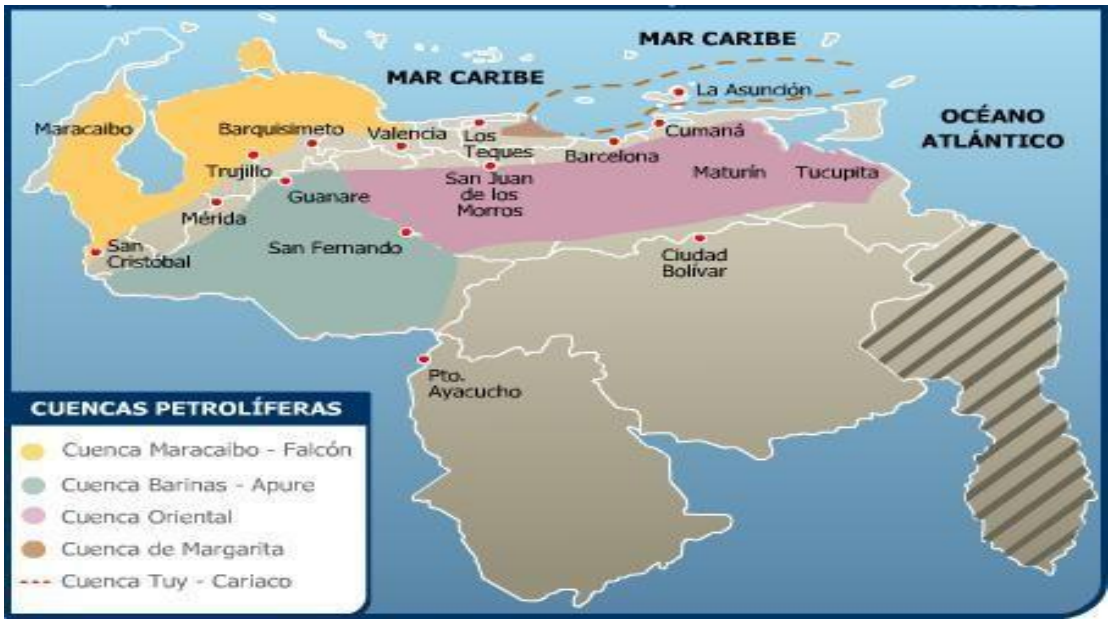

Figura 16. Cuencas Petrolíferas de Venezuela. (MARTORANO, 2008).

2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO GUAFITA

2.1. Ubicación Geográfica del Campo Guafita

El campo Guafita se encuentra ubicado aproximadamente a 43 Km al suroeste de la población de Guasdualito en el Municipio El Amparo, Distrito Páez, Estado Apure. Está limitado al norte y al sur por los ríos Sanare y Arauca. El campo se encuentra dividido en Guafita Norte y Guafita Sur como se muestra en la Figura 17.

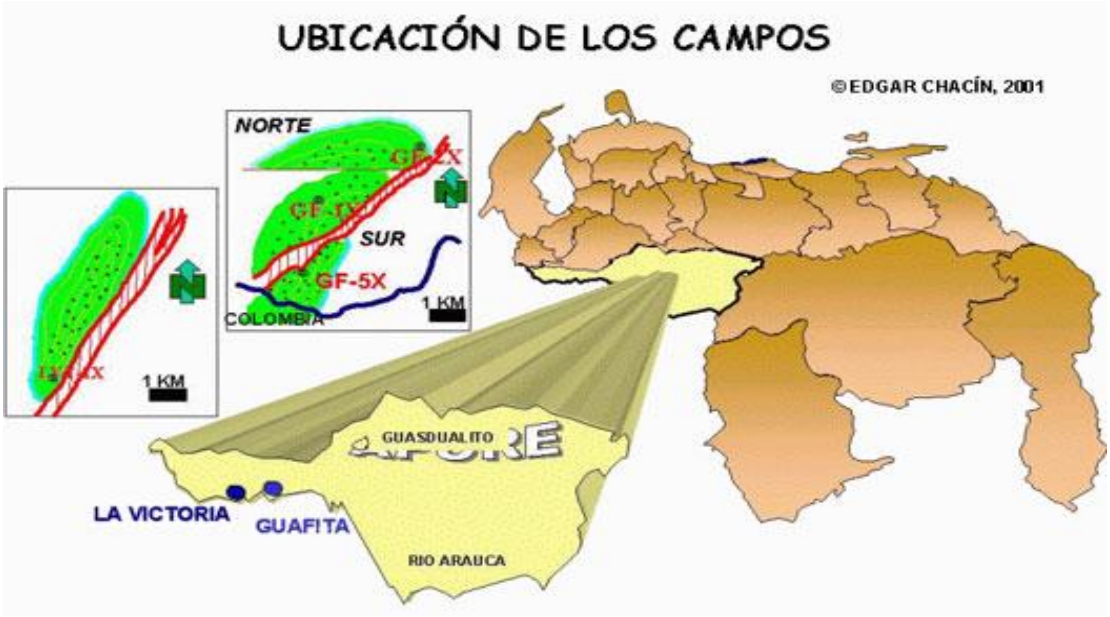

Figura 17. Mapa de ubicación del Campo Guafita. (Edgar chacin, 2001).

2.2. Antecedentes del Campo Guafita

El primer pozo exploratorio a perforar del campo fue el GF- 1X en el año 1984 en el bloque norte, este pozo se inició con una producción de 2000 BNPD de 29,8° API, su explotación surge debido a los descubrimientos de crudo liviano por la empresa occidental de Colombia en el complejo La Yuca-Caño Limón, el poco éxito de la perforación de avanzada en el campo Alpuf (Costa Occidental Del Lago de Maracaibo), y los buenos resultados de la sísmica de reconocimiento de Apure y la presencia de menes en el área de Guafita.

Los primeros cuatro pozos exploratorios de CORPOVEN, S.A. (actualmente PDVSA) fueron perforados en el bloque norte del campo Guafita, del lado levantado de la falla Guafita-Caño Limón, con resultados exitosos pero solamente atravesando una columna petrolífera delgada de aproximadamente 40 pies.

El pozo GF-5X, orientado en rumbo con los pozos del Campo La Yuca (Colombia), fue el primero que se perforó en el bloque sur o lado deprimido de la falla, penetrando una columna de petróleo mayor que la columna descubierta en el norte y similar a la de los pozos colombianos de aproximadamente 150 pies.

Los pozos del campo Guafita han penetrado aproximadamente 7500 pies de espesor promedio, en una secuencia representada de base a tope, con el basamento precretácico. En contacto discordante a esta unidad se encuentran las Formaciones Aguardientes, Escandalosa, Miembro La Morita y Quevedo. Por encima de esta formación se encuentra una sección de interés petrolífero de unos 150 pies que pertenece al Miembro Arauca de edad Oligoceno de la Formación Guafita (aproximadamente 1500 pies de espesor). Esta formación está separada del cretáceo por una discordancia de carácter regional de edad Eoceno.

La producción comenzó oficialmente en el año 1986 después de la instalación de oleoductos y bombas centrífugas en la mayoría de los pozos. Para abril de 1997 se habían perforado 92 pozos en el Campo Guafita con 40 pozos activos en el bloque sur.

Por lo general, los yacimientos de este campo se caracterizan por tener una baja relación gas-petróleo. El mecanismo de empuje de los yacimientos es hidráulico, producto de un acuífero que se alimenta continuamente en los afloramientos de los andes venezolanos, manteniendo así su energía, con una agua de poca salinidad.

Inicialmente los yacimientos del Campo Guafita fueron explotados por flujo natural, sin embargo dos años después de iniciada su explotación, se implementó como proceso suplementario de producción el bombeo electrosumergible, en todas las arenas productoras. Con el desarrollo y crecimiento del campo, se fueron incrementando los problemas de arenamiento y producción prematura de agua.

2.3. Marco Estructural del Campo Guafita.

El Campo Guafita, se encuentra separado en dos bloques (Guafita Norte y Guafita Sur), por un tren de fallas denominado sistema de fallas Guafita Caño-Limón. El área Sur, se encuentra ubicada a 180 Km. al Suroeste de Barinas, dentro de un área aproximada de 10.000 Km^2 que colinda con los Campos del complejo Caño Limón de Colombia. La principal estructura en el Campo Guafita Sur consiste de un anticlinal elongado de buzamientos suaves, cuyo eje tiene una orientación aproximada N10E limitada al Norte por el sistema de fallas de Guafita-Caño Limón, mientras que su límite Sur corresponde a la falla de La Yuca de tipo inverso.

Las acumulaciones petrolíferas de Guafita se ubican entre 7200 y 7500 pies de profundidad en formaciones clásticas de edad Oligo-Mioceno (Terciario) con características de yacimientos como de crudo de muy buena calidad, formando yacimientos de crudo mediano con gravedad de 29°API subsaturados con un mecanismo de producción hidráulica asociado a un acuífero de características infinitas.

En el área Sur existen identificadas cinco Unidades de origen Fluvio-Deltaico, posiblemente con influencia de mareas: G7-3/4, G-8, G-91/2, G-9 3/4 y G-10, cuyos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos del Cretáceo pertenecientes a la Formación Quevedo e infrayacen concordantemente con los sedimentos del Mioceno. Para Guafita Norte son productoras las arenas G-9 y G-10.

La estructura de los campos de petrolíferos de Apure, así como sus horizontes estratigráficos, están asociados a la estructura de la cuenca sedimentaria de los llanos colombianos.

Capítulo IV

Metodología de la Investigación

En esta sección se describe el esquema utilizado por el experimentador para lograr el objetivo general, lo cual se realiza a través de la definición de 4 objetivos específicos. Para el alcance del objetivo final de la investigación se establecieron 4 fases, distribuidas de la siguiente manera (figura 18):

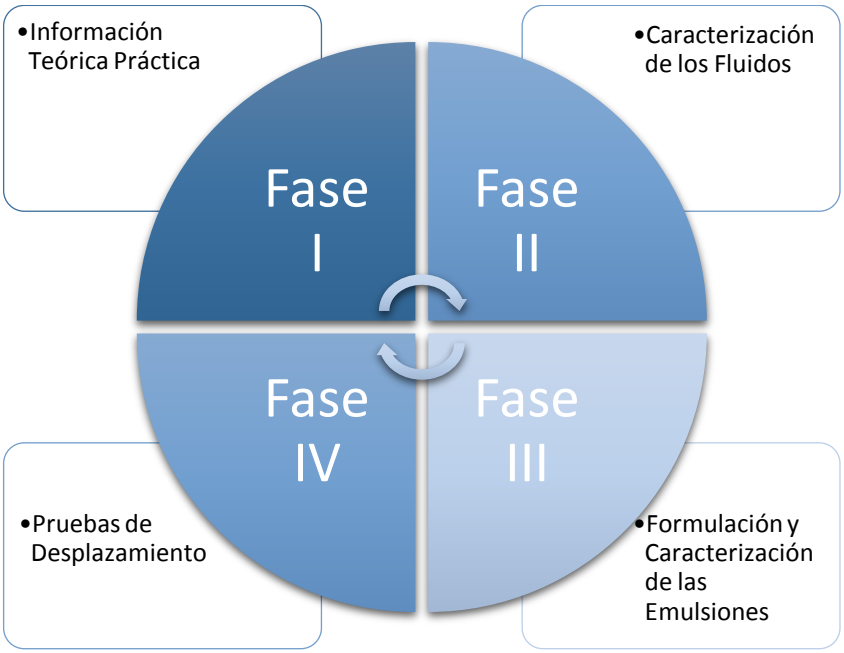

Figura 18. Diagrama de Metodología Planteada.

1. FASE I: INFORMACIÓN TEÓRICA PRÁCTICA.

Esta fase se encuentra constituida por dos etapas orientadas a la capacitación del experimentador para la realización del trabajo escrito y su respectiva fase experimental. Las etapas antes mencionadas son:

1.1. Revisión Bibliográfica

En esta etapa se hace una indagación exhaustiva acerca de los conceptos, definiciones y principios que rigen la investigación a desarrollar, a través de

este proceso se pueden generar los parámetros y factores más importante que tendrán efecto sobre las variables en las cuales se basa el estudio experimental. Para ello se realizó una selección de artículos y trabajos relacionados con la investigación. Finalmente se esquematizó la información a fin de obtener el marco referencial descrito en el capítulo II del presente trabajo.

1.2. Adiestramiento Técnico.

Posterior a los estudios teóricos, se inició la inducción técnica de los conocimientos básicos que se deben tener en cuenta para generar una condición de trabajo seguro en el laboratorio. En primer lugar se señalan las normas de trabajo en el laboratorio, seguido de las normas de seguridad estandarizadas por la empresa. Es importante destacar que se realizó un curso dictado por la empresa de seguridad en laboratorio.

Por último se realizó una pequeña inducción y señalamiento de los equipos a utilizar; para ello se facilitaron los manuales de los equipos y los principios en los cuales estos se rigen para realizar la medición respectiva.

2. FASE II: CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS

A continuación se presenta la lista de fluidos, materiales laboratorio, y equipos necesarios para la realización de esta fase.

2.1. Materiales

Los materiales utilizados para la ejecución de la fase experimental se listan a continuación:

- Vaso de Precipitado de 250 y 2000 ml.
- Balón aforado de 500 ml.
- Impulsor Rushton.
- Espátulas (de diversos tamaños).

- Perlas de ebullición.
- Frascos de 500 y 1000 ml.
- Jeringas de 1 y 12ml.
- Agujas finas y gruesas.
- Cilindro graduados de 25, 50, 100 ml.
- Balón de destilación de 1000 ml.
- Pipetas de 2 y 10 ml.
- Zanahoria de 100 y 2000 ml.
- Manga de calentamiento.

2.2. Insumos utilizados

Los insumos utilizados para la realización de la etapa experimental de esta fase son los que se listan a continuación:

- Agua destilada.
- NaCl, Merck, al 99.9%.
- NaOH Merck al 99%.
- Crudo pesado de la faja.

2.3. Equipos y Procedimientos

Para la realización de este trabajo especial de grado se hizo uso de los siguientes equipos:

a. Balanza Digital y Analítica

Instrumentos utilizados para medir la masa de las soluciones y reactivos. Para la preparación de las diferentes soluciones acuosas presentadas en este trabajo se empleó una balanza digital marca AND, modelo GP 300, con apreciación de ±0,0001 g, y una balanza Marca Mettler-Toledo PB-3002, con apreciación de ±0,01 g. La figura 19 muestra las balanzas utilizadas.

Figura 19. Balanzas analítica y digital.

b. Mezclador eléctrico de Propela

El instrumento utilizado para agitar las soluciones acuosas es un mezclador dinámico con impeles helicoidal, marca CAFRAMO, modelo DHL, diseñado para su uso en altos volúmenes y altas viscosidades, con una capacidad de 40 a 6000 revoluciones por minuto (RPM). El mezclador utilizado para la preparación de las soluciones se muestra en la figura 20.

Figura 20. Mezclador eléctrico de propela CAFRAMO, Modelo DHL.

c. Densímetro DMA 4500 Anton Paar

El equipo utilizado para determinar la densidad fue el Densímetro DMA- 4500 (ver figura 21) de la compañía Anton Paar. Este equipo está constituido por una celda de medición hecha de vidrio borosilicato, con facilidad para operar con temperaturas desde 15 hasta aproximadamente 80°C, pantalla LC de cristal líquido y una ventanilla para la celda de medición. La técnica se basa en que un tubo encorvado como un diapasón oscilante es circulado constantemente por el líquido. Como medida para la densidad se utiliza la frecuencia del tubo oscilante cuya frecuencia propia es una función de la densidad del líquido a medir. Las oscilaciones son excitadas y exploradas por vía electromagnética y procesadas para mostrar el valor resultante de la densidad de la muestra en estudio. Es de hacer notar que las medidas de densidad e índice de refracción solo se realizan porque son requeridas por el *software* del equipo de tensión interfacial.

Figura 21. Densímetro DMA 4500.

Procedimiento para la determinación de la Densidad:

- Establecer la condición de temperatura a la cual se desea la medición, para el caso en estudio esta temperatura fue en un rango de entre 50 y 61°C.
- Comprobar que la celda se encuentre limpia y seca, con el fin de obtener resultados precisos.
- Homogeneizar la muestra verificando que se encuentre libre de burbujas de aire y posteriormente medir 1,5 ml aproximadamente.
- Introducir en la celda usando una jeringa hipodérmica. Para un correcto llenado, la celda de medición puede ser observada a través de la ventanilla situada en la parte delantera del DMA.
- Cuando la temperatura se ha equilibrado y es válida, el valor de densidad aparecerá en la pantalla del equipo.

d. Haake Rotovisco RV30

Para la medición de la viscosidad se utiliza un viscosímetro rotacional, aplicando la Norma ASTM D 2196.

Se utiliza un viscosímetro rotacional llamado HAAKE Rotovisco RV30 (Ver Figura 22) que consta de un cabezal de medición M5, un recipiente para regular la temperatura, y un soporte, además de varios equipos de recolección de muestra (sistema copa/rotor) que para efectos de esta investigación sólo se hará uso del SV1 para el crudo.

El Cabezal de medición M5 está comprendido por el motor, taco generador, resorte, transductor del par y amplificador. Está conectado a la unidad central RV30 mediante un cable multipolar unido a la base. El viscosímetro también está provisto de un recipiente de atemperación cuya misión es calentar la muestra (hasta 100 ºC) y además centrar el vaso de medición. El recipiente de atemperación posee dos conexiones a las que puede acoplarse un termostato de circulación.

Figura 22. Viscosímetro HAAKE Rotovisco RV30.

El equipo de medición SV se emplea preferentemente para la medición de líquidos de alta viscosidad y pastas como por ejemplo grasas, crudos pesados y cremas de alcances de cizalla bajos hasta medios. También son cilindros coaxiales que constan del recipiente de medición SV y de dos rotores distintos (SV1 y SV2) (Figura 23).

Figura 23. Equipo de Medición SV1.

En la siguiente tabla se presentan las características del equipo de medición SV:

Tabla 1. Características del equipo de medición MV.

Rotor	Radio (mm)	10,1
	Altura (mm)	61,4
	Anular (mm)	1,45
Cilindro Externo	Radio interno (mm)	11,55
	Relación de radio	1,14
	Volumen de llenado (ml)	12
	Temperatura Máxima (°C)	100

En la siguiente figura se muestra el sistema copa/rotor:

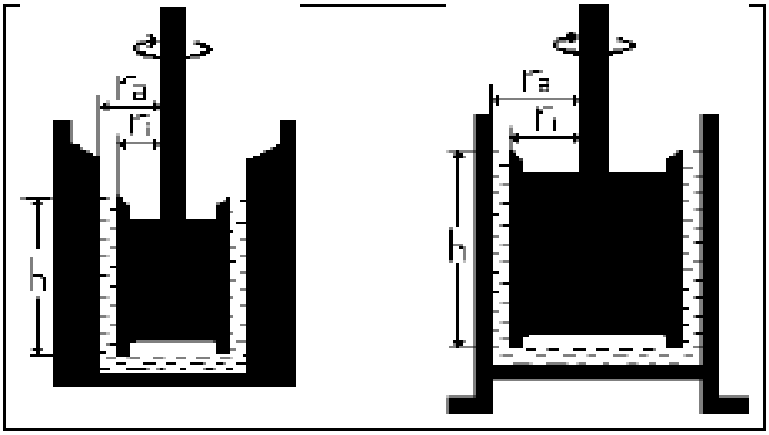

Figura 24. Esquema de los sistemas copa/rotor SV1 y MV1.

El HAAKE Rotovisco RV30 cuenta con un *software* que permite fijar los parámetros necesarios o requeridos para llevar a cabo las mediciones, tales como, la selección de los sistemas copa/rotor, la temperatura de la prueba, el rango de tasa de corte con la cual se determina el esfuerzo de corte y a partir de ambos parámetros se obtiene la viscosidad. El *software* también proporciona la posibilidad de identificar el reporte de los resultados y almacenar los mismos.

El programa está diseñado para realizar las mediciones en la cantidad de segmentos deseada por el usuario. Para este caso se realizan las mediciones en dos segmentos.

Procedimiento para la determinación de Viscosidad:

- Se procede a pesar 12 g de crudo en los equipos de recolección de muestra para los sistemas SV1.
- Calentar los mismos durante un periodo de media hora en el termostato de circulación para que alcancen la temperatura a la cual se determinaran la viscosidad de las muestras. También los rotores deben ser calentados.
- Transcurrido los 30 min se enrosca el rotor a la base del cabezal de medición.
- Introducir el recolector de muestra dentro del recipiente de calentamiento hasta que el rotor quede sumergido completamente en la muestra.
- Fijar el recolector de muestra a la parte inferior del recipiente de calentamiento mediante una tapa con rosca.
- Ingresar al *software* del viscosímetro, identificar la muestra, seleccionar el sistema a utilizar y la temperatura del proceso.
- Iniciar el proceso de medición para que determine la viscosidad de la muestra y reportar los resultados.

e. Mastersizer

El equipo que fue utilizado para determinar el tamaño promedio de partículas y la distribución del tamaño de partícula es el Mastersizer marca Malvern Instruments (Ver Figura 25), el mismo consta de una unidad de medida óptica, una celda de muestra y el sistema computarizado con su respectivo software. El Mastersizer utiliza el principio de difracción de rayos láser. El principio de funcionamiento del mismo se describe a continuación.

La unidad de medida óptica produce un haz de luz monocromático el cual ilumina las partículas usando la celda de muestra apropiada. La luz incidente es difractada por las partículas iluminadas para generar un modelo estacionario de difracción independiente del movimiento de las partículas. Debido a que las partículas entran y salen del área iluminada, el desarrollo del modelo de difracción refleja la distribución de tamaño instantánea en esta área.

Un lente de transformada Fourier enfoca el patrón de difracción hacia un detector foto eléctrico multi-elemento, el cual produce una señal análoga proporcional a la intensidad de luz incidente. Este detector está directamente conectado a un computador (sistema computarizado) el cual lee el patrón de difracción y ejecuta digitalmente las integraciones necesarias.

Habiendo medido un patrón de difracción, el computador usa un análisis no lineal de mínimos cuadrados para encontrar la distribución de tamaño de partículas para así proveer el modelo de difracción más apropiado.

Figura 25. Analizador de Partículas Malvern Instruments Mastersizer.

Este analizador de tamaño y distribución de partículas arroja 4 tipos de diámetros, para efecto de este trabajo se reporta el D [4,3], debido a que

representa el diámetro promedio de gotas basado en el volumen individual de cada gota. El D [4,3] es el valor que mejor representa la tendencia central del conjunto de gotas, el cual es determinado estadísticamente a través de una distribución normal de la población de gotas. La determinación de diámetro de gotas se estableció solo para medir la emulsión O/W.

Procedimiento para la determinación de Diámetro de Gotas:

- Encender el equipo y el computador, luego verificar que tanto la celda como el lente estén limpios.
- Homogeneizar la emulsión mediante agitación manual, posteriormente tomar una porción de la misma y disolver en una pequeña cantidad del dispersante correspondiente (Agua Destilada).
- Colocar el nivel moderado de velocidad de agitación, con la finalidad de evitar la producción de burbujas de aire.
- Iniciar el *software* o programa de medición y verificar tanto la potencia como la alineación del láser.
- Comenzar la secuencia de medición y adicionar lentamente en el tanque de dispersión la muestra diluida, hasta verificar que se alcanza el nivel ideal de oscurecimiento (15 a 20%).
- Una vez alcanzado el nivel de oscurecimiento adecuado, indicar al equipo que realice la medida y al finalizar la misma registrar el resultado.

f. Equipo de limpieza Dean-Stark

A pesar de que las muestras fueron entregadas empacadas e identificadas, para realizar las mediciones en el laboratorio, las mismas fueron sometidas a un proceso de limpieza para asegurar la remoción completa de fluidos residuales o contaminantes presentes en las mismas. De acuerdo a las características que posea el núcleo, se debe seleccionar un método para la

limpieza del mismo. Para el desarrollo de este trabajo, el método utilizado es el de Destilación-Extracción, usando el equipo Dean-Stark y siguiendo la Norma ASTM G120-95. (Figura 26).

Figura 26. Equipo de limpieza Dean- Stark.

Las muestras de núcleo son introducidas en el recipiente Soxhlet; el mismo va conectado a un balón aforado, donde se coloca el solvente a utilizar (dicloro-metano); el balón aforado se encuentra sobre una manta de calentamiento. El proceso de limpieza consiste básicamente en el lavado repetitivo de la muestra mediante la acción del solvente, el cual se evapora pasando a través de la muestra, se condensa y cae nuevamente en la muestra para finalmente depositarse en el balón aforado, extrayendo de esta

manera las impurezas, residuos de crudo y otros fluidos presentes en la muestra. El ciclo de limpieza finaliza cuando se observa que el solvente que sale por el fondo de la columna es cristalino.

El proceso de limpieza tiene un rango de duración determinado en función del tipo de muestra, debido a que este depende de la saturación y el tipo de fluido presente, así como de la estructura interna de la muestra. Para las muestras de Guafita el proceso demora aproximadamente 40 horas para garantizar la máxima limpieza.

g. Secado de muestras

Una vez finalizado el proceso de limpieza, las muestras deben ser colocadas dentro de un horno para poder eliminar cualquier traza o resto de solvente que puedan quedar en ellas. El horno usado es un modelo Memmert UFP 800 (apreciación +/- 1°C) ajustado a una temperatura de 80 °C (ver figura 27). El tiempo de secado de la muestra es de aproximadamente 24 horas.

Figura 27. Horno de secado.

h. Saturación de muestras

Se agrega la solución preparada en un *beaker* lo suficientemente grande como para que las muestras queden totalmente sumergidas, y seguidamente se introduce en una cámara de vacío por 20 min aproximadamente para asegurar la saturación del 100% de la muestra. Una vez transcurrido este

tiempo, se apaga el compresor y se dejan reposando las muestras dentro del *beaker* aproximadamente una hora para garantizar la saturación de las mismas. Posteriormente, se purga la cámara y se extraen las muestras, se seca el exceso de fluido y se pesa en una balanza analítica. La saturación se completa cuando el peso de los tapones permanece constante. (Ver figura 28).

Figura 28. Equipo de saturación.

2.4. Caracterización del Crudo

Para caracterizar las propiedades físico químicas del crudo se determinó la densidad, viscosidad, gravedad API y porcentaje de agua y sedimentos.

a. Densidad

La densidad del crudo se realizó a través del Densímetro DMA 4500 Anton Par descrito en la parte anterior con su procedimiento a seguir para determinar la densidad y gravedad específica.

b. Determinación de la Gravedad API

La gravedad específica es la comparación de la densidad de una sustancia con la densidad de otra que se toma como referencia a 15°C ó 60°F.

El valor de gravedad específica se obtiene al realizar las medidas de densidad usando el equipo descrito en la sección anterior. Para obtener un valor correcto se emplea para realizar este ensayo el crudo que se encuentra totalmente libre de agua.

c. Determinación de contenido de Agua y Sedimentos

Para realizar el cálculo de agua y sedimentos de las muestras se emplearon dos métodos; por centrifugación y destilación.

- **Contenido de Agua y Sedimentos por Centrifugación**

Para éste caso, se aplica la Norma ASTM D 4007-02: "*Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure)".*

El procedimiento realizado para la determinación de la determinación de agua y sedimentos es el siguiente:

- Seleccionar el tipo de tubos de centrifugación, de forma cónica o pera, de acuerdo al receptáculo de la centrifuga, en este caso se emplearán los recipientes de forma cónica graduados de 0 a 100 ml.
- Verter 50,0 ml de Xileno seco en cada uno de los tubos de prueba (cada ensayo se debe hacer por duplicado). Luego se añaden 50,0 ml de muestra, seguidamente se agregan 0,2 ml de desmulsificante.
- Asegurarse que el peso entre ambos recipientes no difiera en más de 1 g para evitar movimientos brusco en la centrifuga.
- Tapar los tubos con un corcho y agitar vigorosamente la mezcla, para diluir bien la muestra en el solvente.

- Colocar los tubos en una estufa a 60°C por 30 minutos, durante el proceso, agitar para asegurar que la mezcla sea uniforme.
- Colocar los tubos en una centrífuga después de transcurrir la media hora, en posición opuesta entre ellos, para establecer un balance de fuerzas.
- Establecer los siguientes parámetros en la centrifuga: tiempo: 10 minutos, rpm: 1500 y temperatura: 60°C.
- Como resultado final se reporta los volúmenes medidos directamente. Las medidas arrojadas por cada tubo no deben diferir en más de 0,025 ml, de lo contrario se debe proceder a repetir el ensayo.

- **Contenido de Agua por Destilación**

La determinación se efectúa por destilación (ASTM. D-4006). Procedimiento para la Determinación de Agua por Destilación: El procedimiento para la determinación de agua es el siguiente:

- Pesar en un balón de 500 ml de capacidad, una determinada cantidad de muestra, la cual debe ser registrada (aproximadamente 20 g).
- Añadir al balón el volumen de xileno seco necesarios para disolver toda la muestra (aproximadamente 120 ml). La función de éste, es que destila el agua presente en la muestra al formar una mezcla azeotrópica.
- Agregar perlas de ebullición, colocar la trampa de agua y conectar el sistema a un equipo para hacer reflujo.
- El balón es soportado sobre una manta de calentamiento para iniciar la destilación.
- La destilación se detiene cuando el volumen que se observa en la trampa no varía después de 10 minutos. Los productos

livianos y el agua condensan y por rebalse los livianos vuelven al balón, en tanto que el agua desciende al fondo del cono graduado, donde se mide.

- El volumen de agua destilada se registra para obtener finalmente a través de una simple ecuación el contenido de agua presente en la muestra:

d. Análisis SARA

El SARA es un análisis que se utiliza para expresar el contenido de compuestos orgánicos presentes en el crudo, según su siglas, estos compuestos se clasifican en Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos. Usando la Norma IP-143 Determinación de asfáltenos en petróleo crudo y productos del petróleo (heptano insoluble), a través del análisis SARA de las muestras.

El procedimiento consiste en:

- El desasfaltado del crudo, para ello, se dispone en reflujo, una mezcla de crudo y n-heptano (n-C_7) a temperatura de 60°C por una hora.
- Seguidamente la mezcla (n-C_7-crudo) es filtrada a través de un filtro Whatman 42.
- Los asfaltenos retenidos son lavados y sometidos a una extracción Soxhlet, utilizando el filtro anterior (maltenos+nC_7).
- Posteriormente, el residuo es sometido a una extracción Soxhlet con cloroformo ($CHCl_3$) y el filtrado obtenido (fracción de asfaltenos) es concentrado en un rotoevaporador a 40°C y 474 mbar. La solución (maltenos+nC_7) es concentrada en un rotoevaporador a 40°C y 335 mbar para continuar con la separación de los máltenos en las fracciones de Saturados, Aromáticos y Resinas en una columna cromatográfica empacada con cobre coloidal, sílica gel y alúmina.

- Continuando para eludir los compuestos saturados fue adicionado gradualmente n-C_7 (fase móvil) a la columna.
- Los compuestos aromáticos son separados con una solución 70% diclorometano-30% metanol.
- Las resinas son obtenidas con la adición de una solución 60% tolueno-40% metanol. Cada una de las fracciones es concentrada en un rotoevaporador a 40°C y presión de vacío.
- La distribución SARA se calculó como el porcentaje de cada fracción, incluyendo los asfáltenos, respecto al peso original de la muestra.

2.5. Formulación de soluciones acuosa.

Para el caso particular de este trabajo especial de grado se formularon dos soluciones madres de NaOH y NaCl ambas al 5%.

- Se pesan los reactivos y se disuelven en el agua destilada por separados.
- Después de haber añadido todo el reactivo en el recipiente, se agita por 30 minutos.
- Seguidamente se trasvasa a un balón aforado y se ajusta al volumen del aforo.
- No obstante, se agita 10 minutos más, de tal manera, que se evite la precipitación de las sales.

3. FASE III: FORMULACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS EMULSIONES

Se realizó un barrido de diferentes concentraciones de NaOH y NaCl, manteniéndose constante los parámetros de temperatura (60°C), velocidad de agitación (200 RPM), tiempo de agitación 2 min y relación crudo-agua 70/30. Para un tiempo de estudio de 12 días.

3.1. Insumos utilizados

Los insumos utilizados para esta fase fueron los siguientes:

- El Agua de-ionizada que posee una densidad de 1,0011 g/cm^3 y tensión superficial de 71,56 dinas/cm.
- Soluciones madres de NaOH y NaCl ambas al 5%, preparadas en la fase anterior.
- Crudo pesado de la faja cuyas características se describen en el apéndice A.

3.2. Formulación de emulsiones

Con la finalidad de obtener emulsiones estables y reproducibles de crudo en agua (O/W), se implementó una metodología experimental que consistió en la preparación de 4 emulsiones donde se realizó un barrido de diferentes concentraciones de NaOH y NaCl, manteniéndose constante los parámetros de temperatura (60°C), velocidad de agitación (200 RPM), tiempo de agitación 2 min y relación crudo-agua 70/30. Para un tiempo de estudio de 12 días con la finalidad de evaluar el efecto de estos parámetros en la estabilidad y diámetro de gota.

Para la preparación de la misma el procedimiento a seguir fue el siguiente:

- Primero se pesa una cantidad de crudo en un *beaker* con camisa de calentamiento, el mismo debe ser colocado en una estufa a 60°C durante 30 minutos.
- Segundo se prepara la solución acuosa cuyo reactivo se toma de la solución madre con una pipeta de 10 ml según la concentración de NaCl y NaOH, se vierten en un *beaker* y se completa con agua destilada.
- Luego, el crudo se deja reposar por espacio de 30 minutos en la estufa y posteriormente se conecta a un baño de calentamiento.

- Se procede a preparar la emulsión, mediante el uso de un mezclador se realiza el mezclado de 2 minutos a 200 rpm.
- Para ello se empleó un homogeneizador mecánico descrito anteriormente, que consta de un selector de velocidad de agitación con varias posiciones de 0-2000 rpm. Con el aspa a 1 cm de altura sobre el nivel de la base.
- Transcurrido los 2 minutos, para comprobar si se forma la emulsión se coloca varias gotas de la misma en un recipiente que contenga agua y se observa si las gotas se dispersan.
- Ya finalizado el tiempo se transvasa la emulsión para dejar en reposo y proceder a realizar el estudio de estabilidad médiate la medición del diámetro de gotas durante 12 días con el Mastersizer y procedimiento descrito anteriormente.
- Se utiliza un viscosímetro rotacional llamado HAAKE Rotovisco RV30 con el procedimiento anteriormente descrito en el equipo. Con el fin de medir las viscosidades de las emulsiones durante los días de observación y de esta manera analizar su estabilidad.
- Por último se procede a limpiar los equipos.
- Este procedimiento se repitió para las demás emulsiones.

3.3. Efecto de la velocidad de agitación en la estabilidad durante la formación de emulsiones

Se realizó un barrido de velocidades de agitación a 200 rpm, 300 rpm, 400 rpm y 500 rpm, para determinar la velocidad y el tiempo necesario para la formación de la emulsión con el diámetro requerido, para ello se empleó un homogeneizador mecánico, que consta de un selector de velocidad de agitación con varias posiciones de 0-2000 rpm. Además. Manteniéndose constantes los siguientes parámetros: temperatura 60°C, concentración agua y crudo (30/70), concentración de NaOH y NaCl, para tiempos de 6 min.

El procedimiento para la formulación de estas emulsiones fue el mismo que para las anteriores, a diferencia que se variaron los parámetros de velocidad y tiempo. Además que se tomó muestra minuto a minuto y se dispersó en agua para continuar con la medición de diámetro de gota.

Finalmente se retira la mezcla del homogeneizador y se vierte en frascos con tapa de 500 ml los cuales se dejaron en reposo, con la finalidad de registrar día a día el diámetro de gota por un periodo de 12 días y así determinar la formulación potencialmente aplicable para el control de agua.

4. FASE IV: PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO

A continuación se presentan las principales propiedades de los materiales y reactivos utilizados en las pruebas de desplazamientos.

4.1. Agua de formación

La fase acuosa utilizada en las pruebas de desplazamientos corresponde a un agua de formación del campo Guafita yacimiento G-8 cuyas características se reflejan en el apéndice A.

4.2. Crudo

El crudo utilizado para la prueba de desplazamiento es un crudo del area de Guafita de 27 API, se considera crudo liviano.

4.3. Medio poroso

El medio poroso empleado para la realización de las pruebas corresponde a muestras de arena del pozo 26 del área Guafita. Estas muestras son empacadas en forma cilíndrica a través de un tubo termo-encogible dentro de una manga de goma en la celda Hassler descrita a continuación con aproximadamente 1950 psi de presión radial de confinamiento.

4.4. Procedimiento experimental

A continuación se presenta el procedimiento utilizado junto con la descripción de los equipos para la realización de las pruebas de desplazamiento.

Los equipos utilizados para la caracterización de los fluidos son los siguientes:

- Transductores de presión: Estos permiten medir los diferenciales de presión a la entrada y salida de la celda.
- Válvulas de presión: Utilizadas para controlar el flujo.
- Celda Hassler: Consiste de un cilindro de metal donde se introduce la muestra de arena que a su vez se encuentra dentro de una manga de goma, para la realización de la prueba. Esta celda permite confinar la arena manteniendo una geometría cilíndrica mediante la aplicación de una presión radial.
- Horno: Este garantiza las condiciones de temperatura. En este horno se coloca la celda Hassler y los acumuladores de crudo, para garantizar que el crudo se mantenga en estado líquido.
- Bombas ISCO 500D: Se utilizan para la inyección de fluidos durante las pruebas de desplazamiento.

4.5. Medición de la permeabilidad absoluta de la roca

Para determinar la permeabilidad absoluta de la muestra, la celda Hassler se introdujo en la estufa previamente empacada el núcleo, donde se sometió a una temperatura de 60 ° C, y a presión de confinamiento de 1950 psi, para garantizar flujo lineal.

Luego se inyectó nitrógeno a un caudal constante, como fluido de referencia para el cálculo de la permeabilidad absoluta de la muestra, mediante la Ley de Darcy, luego de lograr un estado estacionario

4.6. Pruebas de desplazamientos en el medio poroso

Esta fase se caracterizó por la realización de 6 pruebas de desplazamiento en medios porosos en condiciones de flujo bifásico (presencia de agua y aceite). Las mediciones consisten en obtener la caída de presión entre la entrada y salida del núcleo y aplicando la ecuación de Darcy obtener la permeabilidad efectiva al agua antes y después del tratamiento.

Esta fase se clasifico en tres etapas:

Etapa 1:

- Prueba #1 Inyección de la emulsión W/O/W con pre-flujo.
- Prueba #2 Inyección de la emulsión W/O/W sin pre-flujo.

Etapa 2:

- Prueba #3 Inyección de la emulsión O/W sin pre-flujo.
- Prueba #4 Repetición de inyección de la emulsión O/W sin pre-flujo.

Etapa 3:

- Prueba #5 Inyección de 3 volúmenes poroso de la emulsión O/W sin pre-flujo.
- Prueba #6 Repetición de inyección de 3 volúmenes porosos de la emulsión O/W sin pre-flujo.

El procedimiento a seguir fue el siguiente:

- Se determinará el volumen poroso y la permeabilidad al N_2 y efectiva al agua empleando agua de formación proveniente del campo Guafita.
- Se saturará el núcleo con crudo del área de Guafita.

- Se desplazará el crudo con agua hasta saturación residual de crudo (SOR) simulando un pozo inyector donde la dirección de flujo es inyector – productor.
- Alcanzada la saturación residual de crudo, (SOR) se invierte el sentido de inyección a fin de simular un pozo productor o una arena productora con alto corte de agua.
- Se inyectará 1VP de preflujo alcalino con una mezcla de NaOH, Na_2CO_3 y NaCl.
- Acondicionado el medio poroso, se iniciará el tratamiento inyectando 1 VP de la emulsión con el objetivo de bloquear y controlar la producción de agua.
- Una vez aplicado el tratamiento se invierte nuevamente el sentido de inyección, reiniciando el proceso a través del pozo inyector mediante los siguientes pasos.
- Inyección de agua hasta estabilización de la respuesta del diferencial de presión ΔP, entre la entrada y la salida del núcleo. En esta etapa se determina la permeabilidad efectiva al agua después del tratamiento, se calcula el % de taponamiento y factor de resistencia residual.
- El procedimiento varía según la etapa de la prueba.

Capítulo V

Análisis y discusión de resultados

En este capítulo se presentan y discuten los resultados obtenidos en cada una de las pruebas realizadas a nivel de laboratorio, usando la metodología descrita en el Capítulo III.

Es bien sabido que las emulsiones son sistemas inestables y que en un determinado tiempo, estás pueden separarse en dos fases. Es por ello que resulta complicado definir experimentalmente un valor de su estabilidad.

En términos generales, la estabilidad estática se refiere a la ausencia de cambio en propiedades específicas, en un tiempo suficientemente largo para el propósito o finalidad de alguna aplicación práctica específica.

Las emulsiones del crudo en agua, se formularon y formaron inicialmente utilizando sistema: crudo, agua y una combinación de NaCl y NaOH, siguiendo los procedimientos descrito en el capítulo de la metodología. La presencia del álcali en el agua permite la activación de los compuestos ácidos de diferentes pesos moleculares presentes en el crudo para generar surfactantes naturales en la interfase crudo/agua.

Cabe destacar que estos surfactantes de origen natural son los responsables de la formación y estabilización de las emulsiones crudo en agua, ya que se adsorben en la interfase crudo-agua disminuyendo la tensión interfacial del sistema, lo cual facilita la deformación de las gotas del crudo y su posterior ruptura hasta formar la emulsión deseada. Adicionalmente, estos surfactantes al permanecer adsorbidos en la interfase crean una barrera energética contra la floculación y coalescencia de las gotas de crudo, y en consecuencia garantizan la estabilidad de la emulsión.

1. Caracterización de fluidos

El Crudo utilizado tiene un API de 7,7 se considera un crudo extrapesado, de densidad 0,9794 g/cm^3 y 0% contenido de agua. La viscosidad se puede apreciar en la siguiente tabla 3 y su comportamiento en la figura 30.

Tabla 2. Viscosidad del crudo a diferentes temperaturas.

Crudo Melones	
Temperatura (°c)	**Viscosidad (cp)**
80	11.27,38
60	4.817,00
50	18.557,50
40	55.730,00

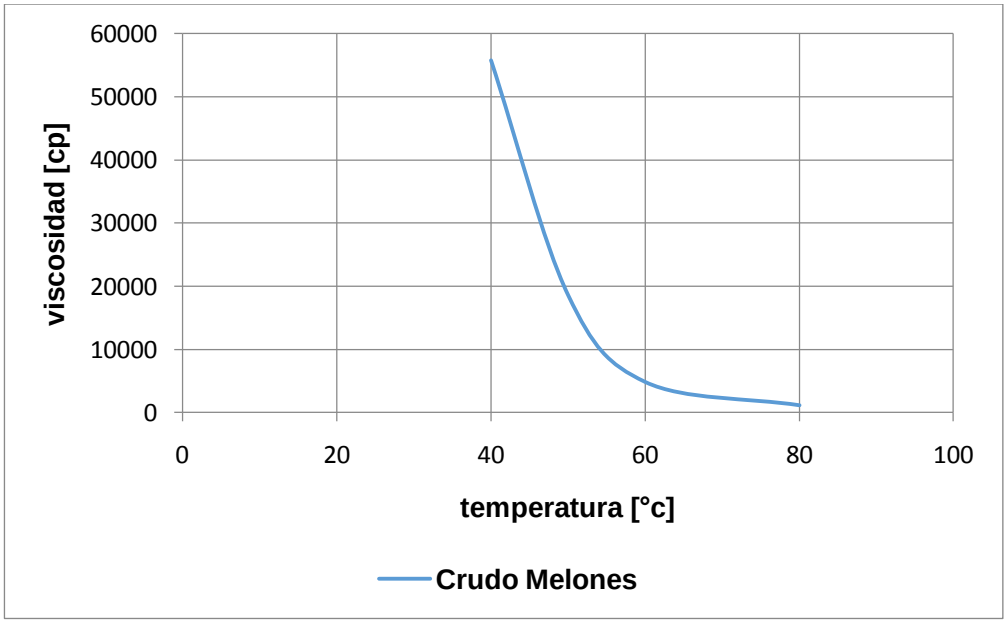

Figura 29. Viscosidad del crudo Melones a diferentes temperaturas.

2. Efecto de la concentración de NaOH

Para estudiar el efecto de la concentración de NaOH sobre el diámetro de gota y estabilidad de las emulsiones de crudo Melones en agua se realizó un barrido de diferentes concentraciones de NaOH y NaCl, manteniéndose constante los parámetros de temperatura (60°C), velocidad de agitación (200 RPM), tiempo de agitación 2 min y relación crudo-agua 70/30. Para un tiempo de estudio de 12 días (Figura 30).

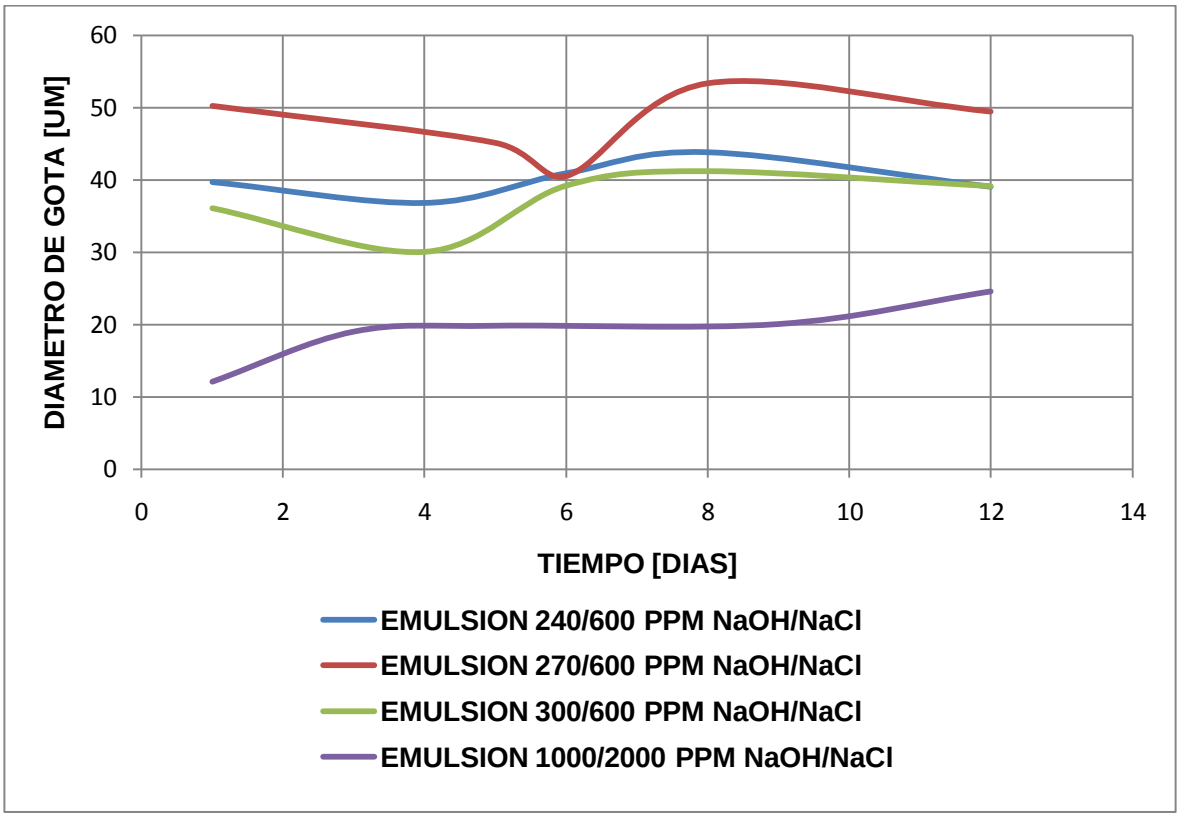

Figura 30. Comportamiento del diámetro de gota respecto a la concentración del álcali.

Los resultados obtenidos para las emulsiones con baja concentración de NaOH entre 200 y 300, indica la presencia de una emulsión inestable con diámetro de gota que van desde 30 a 55 µm. Además, el tamaño de partícula es muy grande de acuerdo al requerido en dicho estudio, ya que el diámetro de poro del área está comprendido entre 9,24 y 14,09 µm.

Por otra parte, como se puede observar en la figura para concentraciones de 1000 ppm de NaOH y 2000 ppm NaCl el tamaño de las gotas es menor y varían desde 15 a 25 y se mantienen constantes en el tiempo de observación.

Los resultados descritos indican que las emulsiones preparadas con alta concentración de NaOH y NaCl presentaron diámetros promedios de gotas menores en comparación con las emulsiones de concentraciones menores.

3. Efecto de la velocidad de agitación en la estabilidad durante la formación de emulsiones

Para estudiar el efecto de la velocidad en la estabilidad se realizó un barrido de velocidades de agitación (200 rpm, 300 rpm, 400 rpm y 500 rpm,), manteniéndose constantes los siguientes parámetros: temperatura 60°C, concentración crudo/agua (70/30), a una concentración de 1000 ppm de NaOH y 2000 ppm NaCl, para tiempos de 6 min (Figura 31).

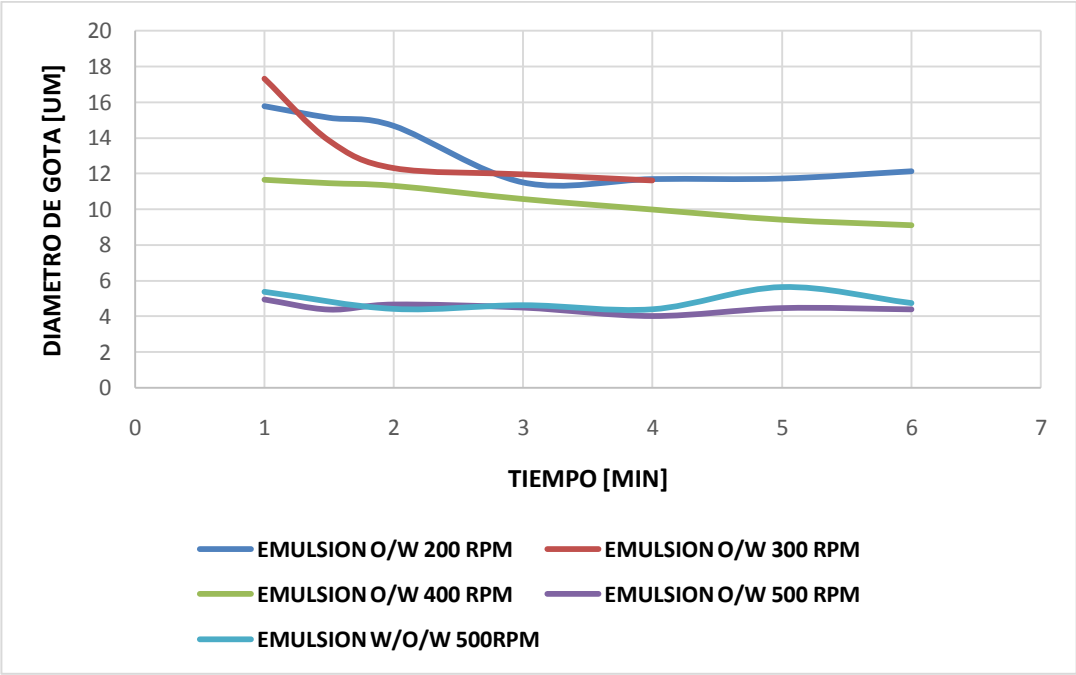

Figura 31. Análisis del diámetro de gota respecto a la velocidad de agitación de la emulsión.

A velocidades de entre 200 y 400 rpm las emulsiones presentaron diámetros mayores a 9 micras, de igual manera se observa que a estas velocidades el diámetro de gota varia con el tiempo de mezclado.

Para velocidades de 500 rpm se logra obtener emulsiones con diámetro promedio de gota menores a 6 micras desde el primer minuto de mezclado. Este es el escenario que se requiere tomando en cuenta que se necesitan emulsiones con diámetro de gota menores al diámetro de poro para garantizar la mayor penetración de la emulsión en el medio poroso.

4. Formulación de emulsiones

Para establecer la formulación de las emulsiones que puedan ser potencialmente aplicables como método de control de agua se procedió a medir el diámetro de gota y la viscosidad de tres emulsiones de diferentes formulaciones (son 2 formulaciones iguales y una multiple cambiando los

parámetros de formación tiempo de mezclado) durante un periodo de 12 días, en el cual la emulsión se mantuvo a temperatura constante (ambiente)..

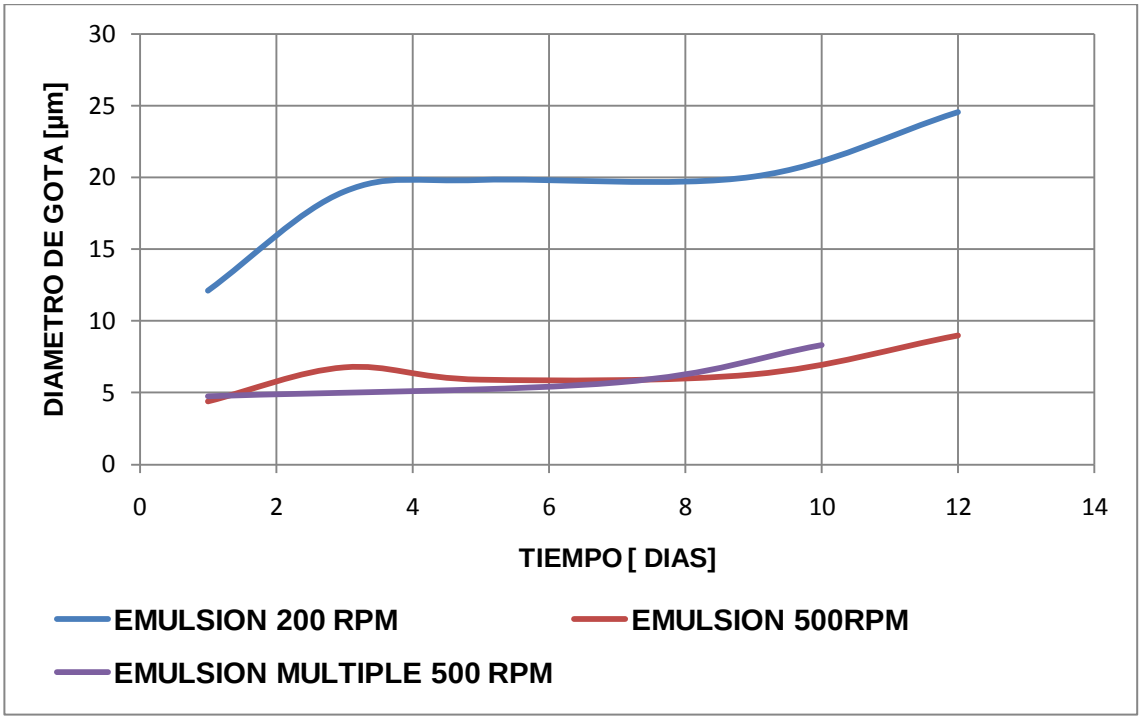

Figura 32. Estabilidad de la emulsión en el tiempo a diferentes RPM.

El comportamiento descrito anteriormente (Figura 32) se observa para una relación 70/30 crudo-agua respectivamente y concentraciones de 1000 y 2000 ppm de NaOH y NaCl para una emulsión a 200 rpm crudo en agua (O/W) inestable que a los dos días ya sobrepasa el diámetro de poro del área de estudio por lo cual se descarta. Por otro lado tenemos dos emulsiones a 500 rpm de las cuales unas es simple O/W y la otra es múltiple W/O/W, ambas con diámetro de gota menor a 5 µm para el tiempo de observación por lo cual son formulaciones potenciales para el control de agua.

Seguidamente se presenta en la figura 33 el estudio de viscosidades realizados a las emulsiones O/W y W/O/W a 500 rpm como posibles emulsiones para el control de agua.

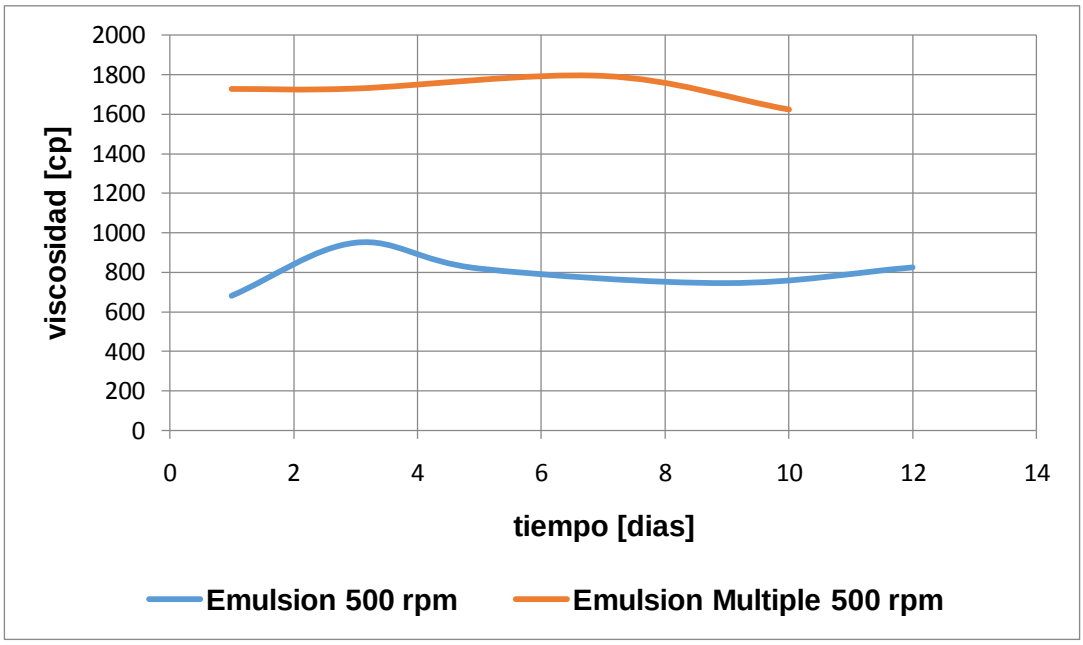

Figura 33. Estabilidad de la emulsión en el tiempo a diferentes RPM.

Se observa como la viscosidad de la emulsión W/O/W es mucho mayor que la viscosidad de la emulsión O/W aproximadamente en 800 cp, además se aprecia que en el tiempo de observación ambas tiene un comportamiento poco variable.

5. Pruebas de desplazamiento

En esta sección se presentan los resultados obtenidos de las pruebas experimentales en el medio poroso; se realizaron en total 6 pruebas empleando 4 núcleos no consolidados del campo Guafita, pozo G26 y yacimientos G8, tomados a una profundidad de 7333’ aproximadamente, en la siguiente tabla 3 se muestra las condiciones experimentales de cada una de las pruebas.

Tabla 3. Pruebas de desplazamiento

Prueba N°	N° Núcleo	Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Permeabilidad (mD)	Presión de trabajo (psi)
1	32	6	3,6	1403,36	1950
2	30	6	3,6	1562,08	1950
3	37	6	3,6	1477,3	1950
4	26	3,85	3,74	1982,22	1950
5	32	6	3,6	1403,36	1950
6	26	3,85	3,74	1982,22	1950

A continuación se presenta en la tabla 4 un resumen de los resultados obtenidos de las pruebas de desplazamiento.

Tabla 4. Resumen de las pruebas de desplazamiento.

Prueba N°	N° Núcleo	Volumen poroso de Emulsión Inyectado	Tipo Emulsión	RRF	Reducción de Permeabilidad (%)
1	32	1	W/O/W	3,2	68,75
2	30	1	W/O/W	3,3	70,00
3	37	1	O/W	29,1	96,57
4	26	1	O/W	14,8	93,24
5	32	3	O/W	58,3	98,28
6	26	3	O/W	31,4	96,81

5.1. PRUEBA N° 1.

Los resultados obtenidos en esta prueba, se evaluó la emulsión múltiple W/O/W que se presentan en la gráfica y se indica el ΔP con respecto al tiempo de cada una de las 3 etapas de inyección de los distintos fluidos.

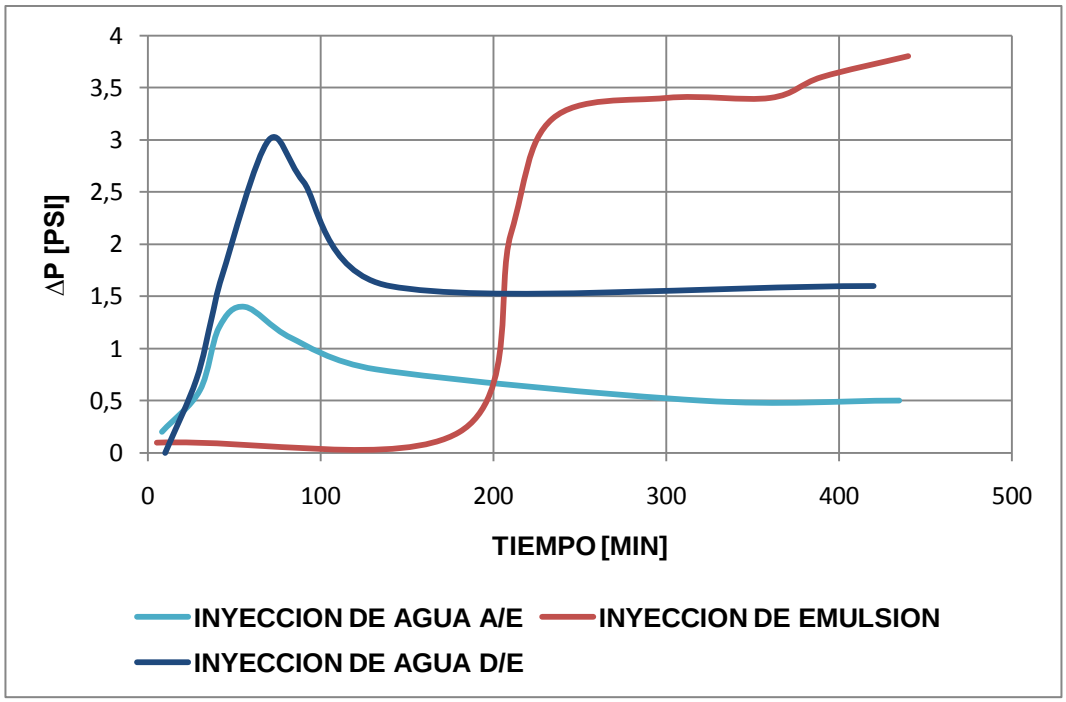

Figura 34. Resultado ΔP vs tiempo en núcleo 32.

En la figura 34 se observa que durante la inyección de emulsión múltiple (W/O/W) se produce un incremento suave del diferencial de presión entre la entrada y la salida del núcleo, el cual disminuye en la etapa siguiente de inyección de agua hasta alcanzar un diferencial de presión constante, logrando de esta manera triplicar el ΔP inicial del medio y formando así un daño en el medio poroso.

La reducción de movilidad del agua expresada como Factor de Resistencia Residual, RRF, en la última etapa de inyección de agua, es de 3,2 y expresado como porcentaje de reducción de permeabilidad equivale a 68,75 %.

5.2. PRUEBA N° 2.

Los resultados obtenidos en esta prueba, se presentan en la gráfica y se indica el ΔP con respecto al tiempo de cada una de las etapas de inyección de los distintos fluidos.

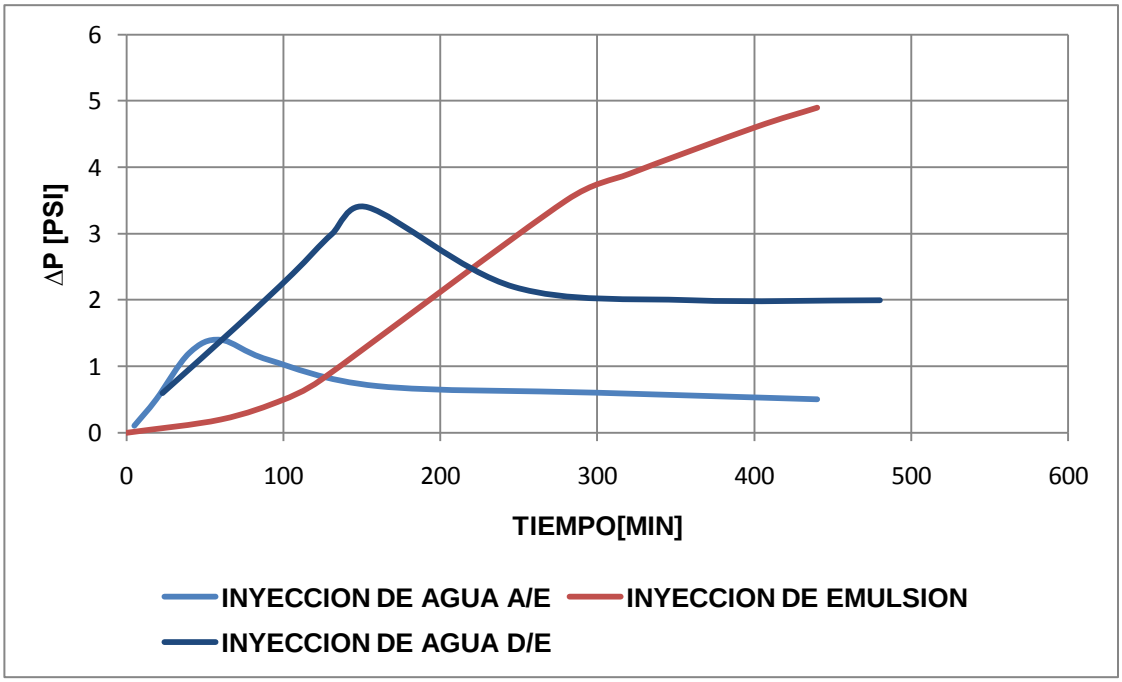

Figura 35. Resultado ΔP vs tiempo en núcleo 30.

En la figura 35 se representa gráficamente los resultados obtenidos, observándose el mismo comportamiento de diferencial de presión en función del tiempo. Es decir, al fluir la emulsión múltiple W/O/W a través del medio poroso se observa un suave incremento del ΔP entre la entrada y la salida del núcleo, el cual disminuye nuevamente en la última etapa hasta alcanzar un valor constante como sucedió en la prueba anterior.

La reducción de movilidad del agua expresada como Factor de Resistencia Residual, RRF, en la última etapa de inyección de agua, es de 3,33 y

expresado como porcentaje de reducción de permeabilidad equivale a 70,00%.

5.3. PRUEBA N° 3

En esta prueba se decide evaluar la emulsión de crudo en agua O/W. El resumen de los resultados obtenidos se refleja en la gráfica y al igual que los casos anteriores se indica el ΔP con respecto al tiempo de observación.

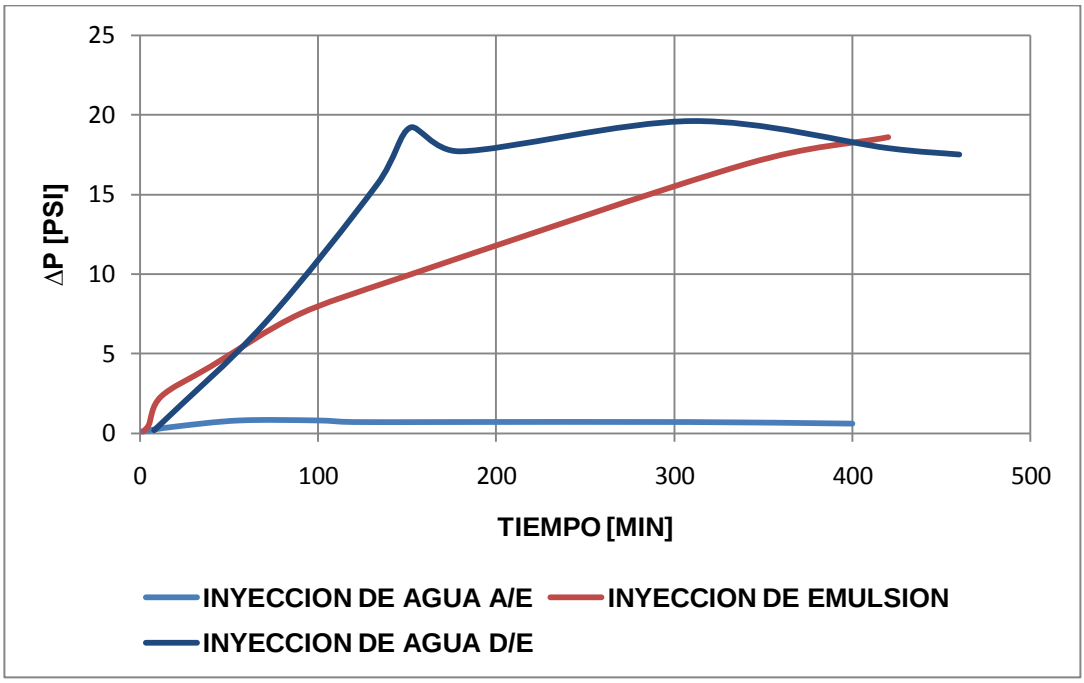

Figura 36. Resultado ΔP vs tiempo en núcleo 37.

En la figura 36 se observa un incremento mucho mayor del ΔP en la etapa de inyección de la emulsión O/W, que en las pruebas anteriores, el cual se mantiene en la etapa subsiguiente de inyección de agua (1 volumen poroso), lo que representa un diferencial de presión en el medio poroso de 17,9 psi.

La reducción de movilidad del agua expresada como Factor de Resistencia Residual, RRF, en la última etapa de inyección de agua, es de 29,16 y expresado como porcentaje de reducción de permeabilidad equivale a 96,57%.

5.4. PRUEBA N°4

En esta prueba se decide evaluar la emulsión de crudo en agua O/W. El resumen de los resultados obtenidos se refleja en la gráfica y al igual que los casos anteriores se indica el ΔP con respecto al tiempo de observación y el volumen de fluido inyectado es 1 volumen poroso.

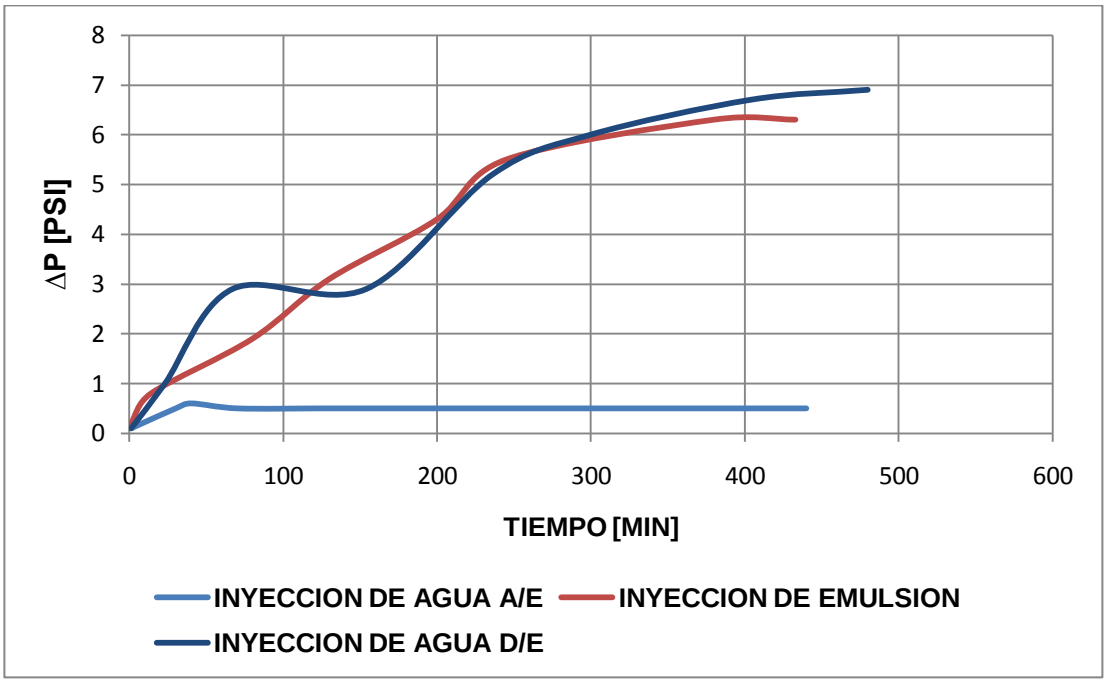

Figura 37. Resultado ΔP vs tiempo en núcleo 26.

En la figura 38 se representa gráficamente los resultados obtenidos, observándose el mismo comportamiento que la prueba anterior N°4 de diferencial de presión en función del tiempo. Es decir, al fluir la emulsión O/W a través del medio poroso se observa un mayor incremento del Δp entre la entrada y la salida del núcleo, el cual disminuye nuevamente en la última etapa hasta alcanzar un valor constante como sucedió en la prueba anterior.

La reducción de movilidad del agua expresada como Factor de Resistencia Residual, RRF, en la última etapa de inyección de agua, es de 14,8 y

expresado como porcentaje de reducción de permeabilidad equivale a 93,24%.

5.5. PRUEBA N° 5

En esta prueba se evaluó nuevamente la emulsión de crudo en agua O/W y se decide inyectar 3 volúmenes porosos. El resumen de los resultados obtenidos se refleja en la gráfica y al igual que los casos anteriores se indica el ΔP con respecto al tiempo.

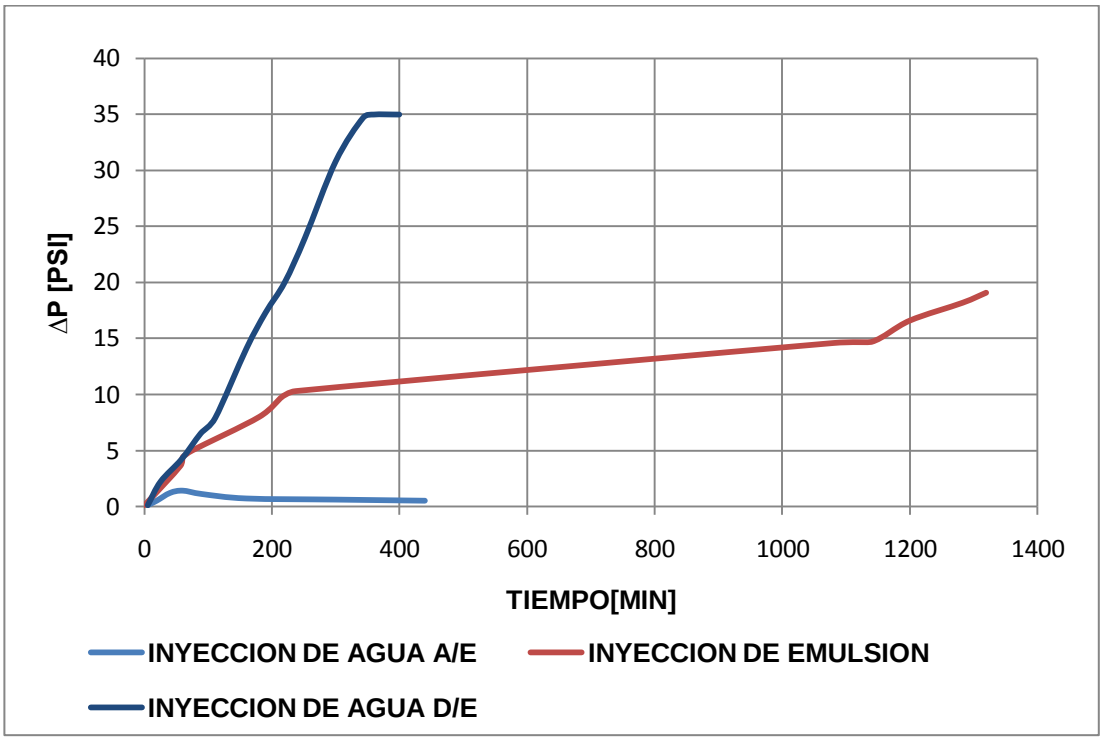

Figura 38. Resultado ΔP vs tiempo en núcleo 32.

En la figura 38 se observa un incremento del ΔP en la etapa de inyección de la emulsión O/W, en este caso el volumen de emulsión inyectado es tres veces el volumen poroso por lo cual el tiempo de observación del experimento es mayor. Pero en la etapa subsiguiente de inyección de agua el diferencial de presión aumenta bruscamente en el medio poroso, lo que representa 35 psi de diferencial de presión.

La reducción de movilidad del agua expresada como Factor de Resistencia Residual, RRF, en la última etapa de inyección de agua, es de 58,33 y expresado como porcentaje de reducción de permeabilidad equivale a 98,28%.

5.6. PRUEBA N°6

En esta prueba se evaluó nuevamente la emulsión de crudo en agua O/W y se decide inyectar 3 volúmenes porosos. El resumen de los resultados obtenidos se refleja en la gráfica 40 y al igual que los casos anteriores se indica el ΔP con respecto al tiempo.

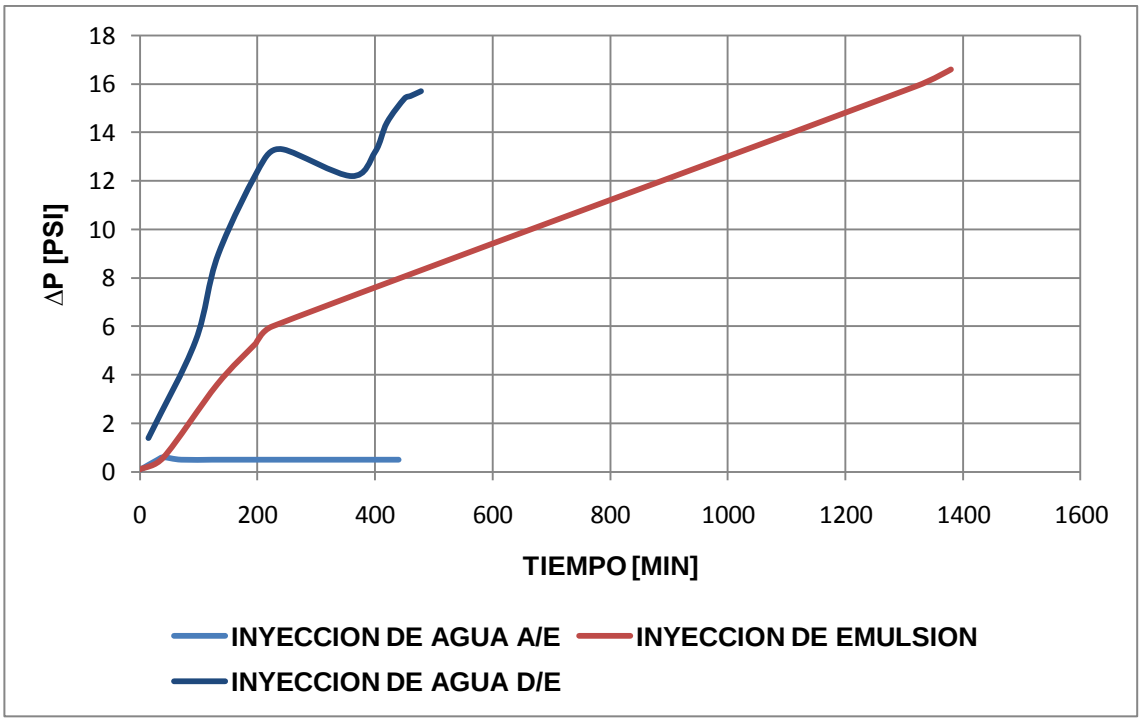

Figura 39.Resultado ΔP vs tiempo en núcleo 26.

Los resultados obtenidos reflejan un incremento brusco del diferencial de presión en la etapa de inyección de emulsión, el cual se mantiene en la etapa subsiguiente de inyección de agua logrando un ΔP de 15,7 psi.

Por otro lado este núcleo es el de mayor permeabilidad obteniéndose sin embargo muy buenos resultados.

Se evaluó el factor de resistencia residual al agua obteniéndose 31,4 RRF y un porcentaje de 96,81 % de reducción de permeabilidad.

Conclusiones

- Para lograr obtener une emulsión con un diámetro de gota menor a 5 micras es necesario una concentración de NaOH y NaCl de 1000 y 2000 respectivamente y una velocidad y tiempo de mezclado de 500 rpm y 2 min respectivamente.
- Las pruebas en el medio poroso demostraron que la emulsión simple O/W fue más efectiva ocasionando un taponamiento mayor que las emulsiones múltiples.
- Se demostró el potencial de las emulsiones puras (no diluidas) O/W para el bloqueo de zonas con alta permeabilidad causando disminución de permeabilidad efectiva al agua en un 98,28 %.
- Se obtuvo que a mayor volumen de emulsión inyectado, mayor es el porcentaje de taponamiento.

Recomendaciones

- Realizar prueba en el medio poroso de emulsiones múltiples con diámetros mayores y de esta manera analizar si se obtienen mejores resultados.
- Se recomienda para futuros análisis inyectar otro tipo de preflujo en el medio para mayor estabilidad de la emulsión en el medio poroso.
- Implementar métodos de simulación que complementen los resultados obtenidos en los laboratorios y acompañen la fase experimental del tratamiento de emulsión.

Referencias bibliográficas

Abismail, B.; Canselier, J. P., Wilhelm, A. M., Delmas, H., y Gourdon, C. (1999). *Emulsification by Ultrasound: Drop Size Distribution and Stability.Untrasonics Sonochemistry* 6 (1-2), 75-85.

Bailey Bill, "Water Control," Oilfield Review Schlumberger, 2000.

French, T. R.: "*Uses of emulsion for mobility during steam flooding*" SPE(Aplril, 1986), 43-54.

F. Civan, Reservoir Formation Damage, Houston, Texas: Gulf Publishing Company, 2000

Guanchez D., Angeíla M. (2005). Efecto de surfactantes iónicos y no-iónico sobre las propiedades de emulsiones de crudo extrapesado en agua estabilizada con surfactantes naturales. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo. Caracas.

Jeffreys, G. y Davies J. T. (1971). "*Coalescence of Liquid Droplets and Liquid Dispersion*" En *Recent Advances in liquid-liquid Extraction*, Perggamon Press, New York, 495-584.

Mcauliffe, C. D.:"C*rude oil in water emulsions to improved fluid flow in an oil reservoir*". J. Pet. Tech. (june, 1973), 727-733.

Mcauliffe, C. D.:"*Oil in water emulsions and their flow properties in porous media*". J. Pet. Tech. (June, 1973), 721-726.

Maza, M. (2010) Estudio de la Tensión Interfacial de las Fracciones A1 y A2 de Asfáltenos Carabobo y Furrial. Trabajo Especial de Grado. Facutad de ciencias. Escuela de Química. Universidad Central de Venezuela, Caracas

O. Jaripatke and D. Dalrymple, "*Water-Control Managment Technologies: A Review of Successful Chemical Technologies in the Last Two Decades*," SPE 127806, 2010.

R. Seright, R. Lane and R. Sydanks, "A Strategy for Attacking Excess Water

Ramírez, M., Bullon, J., Anderez, J., Mira, I. y Salager, J. L. (2002), *Drop Size Distribution Bimodality and its Effect on o/w Emulsion Viscosity, J. Dispersion Sci. Technology* 23(1/3), 309–321.

Salager, J.P. (1993) Emulsiones Propiedades y Formulación. Versión N2. Mérida, Venezuela: Laboratorio de Formulación, Interfases, Reología y Procesos (FIRP). Escuela de Ingeniería Química. Universidad de los Andes. 32p.

Salager, J.P. (1999). Formulación, Composición y Fabricación de Emulsiones para Obtener las Propiedades deseadas. Estado del Arte Parte B. Versión N°2. Mérida, Venezuela: Laboratorio de Formulación, Interfases, Reología y Procesos (FIRP).Escuela de Ingeniería Química. Universidad de los Andes. 43p.

Salager, J.P. (2002) v.2 Surfactantes Tipos y Usos. Mérida, Venezuela: Laboratorio de Formulación, Interfases, Reología y Procesos (FIRP). Escuela de Ingeniería Química. Universidad de los Andes. 54p.

Salager, J.P. (2002) v.2 Surfactantes Tipos y Usos. Mérida, Venezuela: Laboratorio de Formulación, Interfases, Reologia y Procesos (FIRP). Escuela de Ingeniería Química. Universidad de los Andes. 54p.

Solans y col. (2003) Sistemas Tensoactivos Coloidales: Microemulsiones y sus Aplicaciones como Medios de Solubilización y Reacción. Química e Industria. (522), 423-430.

Zerpa, L. (2004). Múltiples modelos sustitutos para la optimización de procesos de recuperación mejorada de petróleo por inyección de álcali, surfactante y polímero. Tesis de Maestría. Universidad del Zulia. Maracaibo, Venezuela.

Bibliografía

C. Haro, "Permeability Modeling in Porous Media: Setting Archie and Carman-Kozeny Right," SPE-100200, 2006.

Canselier, J.P., Poux, M., Whilelm, A.M. Xuereb, C. (2001) *Emulsion Characterization and Emulsification Processes* en Comunicaciones presentadas en las 31 Jornadas del Comité Español de la Detergencia. Editada por el Comité Español de la Detergencia, Barcelona. España.

Diego Ivan Sanchez Luguaña, TEG "Estudio de completaciones de fondo para recuperación secundaria por inyección de agua en las arenas basal tena y "u" superior del campo libertador" 2013.

Ivan Andres Villegas "Estudio de factibilidad técnica para el control de agua en el yacimiento "u" inferior del campo pindo "2013

J . Smiith "*Flow of polymer Solutions Through Porous Media*"

M. P. d. Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, Maracaibo, 2009.

Pekdemir T., Urum K., (2004). *Evaluation of biosurfactans for crude oil contaminated soil washing. Chemosphere* (57), 1139-1150

Pekdemir, T., Copur, M., y Urum, K. (2005) *Emulsification of crude oil-water systems using biosurfactans. Institute of Chemical Engineers. Process Safety and Environmental Protection*, 83(B1): 38–46.

R Reddy, *"A Natural Polymer-Based Cross-Linker System for Conformance Gel Systems*," SPE-84937, 2003.

Romero, L., Ziritt. J. et. Al. "*Plugging of high permeability-fractured zones using emulsions*". SPE/DOE 35461(April, 1996), 611-621.

T. F. Binshan Ju, "*Experimental Study and Mathematical Model of Nanoparticle Transport in Porous Media," Powder Technology* 192 (2009), pp. 195-202, 2009.

Apéndice A

- **Caracterización del Crudo de la faja**

Caracterización del Crudo melones		
Caracterización	**Unidad**	**Valor**
Gravedad API	°API	7,7
Densidad @60°C	g/cc	0,9794
A&S	%	0
Viscosidad (@20s-1)	cP	@80°C 1127
		@60°C 4817
		@50°C 18558
		@40°C 55730

- **Análisis Sara del Crudo**

Componentes	**%**
Saturados	13.63
Aromáticos	37.39
Resinas	38.24
Asfáltenos	10.75

- **Agua de formación**

Componente o Propiedad	Sintética
pH	7,42
Na^{+}	52 ppm
Mg^{+2}	8.2 ppm
Ca^{+2}	14.30 ppm
Fe^{+}	1.07 ppm
K^{+}	30 ppm
Ba^{+}	ppm
Cl^{-}	4.53 ppm
HCO_3^{-}	128
$CO_3^{=}$	10 ppm
$SO_4^{=}$	6.58 ppm
Alcalinidad total ($CaCO_3$)	104 ppm