

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EFFECTO DEL POLÍMERO UTILIZADO EN EL PROCESO DE RECUPERACIÓN
MEJORADA, EN LA FORMACIÓN Y ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES
EN CORRIENTES DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA DE PETROCEDEÑO.**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. León S., Sasha K.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Junio de 2018.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EFFECTO DEL POLÍMERO UTILIZADO EN EL PROCESO DE RECUPERACIÓN
MEJORADA, EN LA FORMACIÓN Y ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES
EN CORRIENTES DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA DE PETROCEDEÑO.**

TUTOR ACADÉMICO: Lic. René Rojas.

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Romer Salas.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. León S., Sasha K.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo.

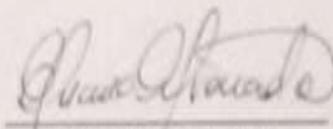
Caracas, Junio de 2018.

Caracas, 7 de junio de 2018

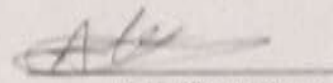
Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Sasha K. León S., titulado:

"EFECTO DEL POLÍMERO UTILIZADO EN EL PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA, EN LA FORMACIÓN Y ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES EN CORRIENTES DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA DE PETROCEDENO"

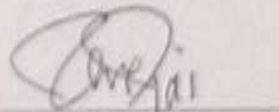
Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el (los) autor (es), lo declaran APROBADO.



Prof. Eliana Alvarado
Jurado



Prof. Alberto Vegas
Jurado



Prof. René Rojas
Tutor Académico



ACTA

Quienes suscriben, integrantes de la totalidad del jurado examinador del Trabajo Especial de Grado, titulado: "EFECTO DEL POLIMERO UTILIZADO EN EL PROCESO DE RECUPERACION MEJORADA EN LA FORMACION Y ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES EN CORRIENTES DE PRODUCCION DEL AREA DE PETROCEDENO", presentado por la Br. SASHA LEON, titular de la Cédula de Identidad No.19.833.541. Para optar al título de Ingeniero de Petróleo, acordaron por unanimidad solicitarles a las autoridades correspondientes de la Facultad de Ingeniería, tengan a bien otorgar **MENCION HONORIFICA** al Trabajo de Grado antes mencionado.

Esta solicitud se hace con base a la originalidad del enfoque utilizado para tratar el tema presentado y a la excelencia, tanto de su contenido como de su presentación formal, atributos que lo convierten en una fuente de referencia útil.

Se levanta la presente Acta en Caracas, a los siete (07) días del mes de junio del año dos mil dieciocho.

Prof. Alberto Vegas
Jurado Principal

Prof. Eliana Alvarado
Jurado Principal

Prof. René Rojas
Tutor Académico

**A los creadores del amor más grande,
más puro y genuino que conoce mi alma.**

A Mamá, Papá y Dani.

Mis motores.

AGRADECIMIENTOS

A mi querida UCV, por brindarme espacios para desarrollarme emocional y profesionalmente para vencer mis propias sombras.

A mi tutor René Rojas, por demostrar tanto en el aula como fuera de ella la excelencia, el apoyo y la amabilidad que lo caracteriza como ser humano.

A mi tutor Romer Salas, por su paciencia ante mis inquietudes por la ciencia y por todo el apoyo brindado durante este proceso.

A Vanessa Márquez, por estar ahí SIEMPRE, si en la vida he tenido la oportunidad de disfrutar de una verdadera amistad, ha sido por ti. Te debo mucho. Gracias por creer en mí cuando ni siquiera yo lo hacía.

A Johanna Sánchez, por tu carisma, tu amistad, tu temple y tu paciencia. Aun nos queda mucho por compartir y por reír juntas.

A Edgard Rivas, por llegar cuando menos te esperaba y formar parte de etapas tan importantes para mí. Gracias por existir.

A Edward, Raúl, Héctor y Jhoan, por mostrarme lo maravilloso del compañerismo. Cada día los extraño más. A Raquel, Miquel, Luis E, Jerwin, Guillermo, Reinaldo, Elymar y mis amigos de la uni por regalarme momentos tan especiales que llevaré siempre conmigo. Por el apoyo y la complicidad, gracias.

A mi papá, mamá y a Dani, por brindarme todo el apoyo y tener la paciencia infinita para poder acompañarme en este trayecto, en el que nunca faltó el amor.

Y a Dios, por darme vida, sabiduría y tolerancia. Por rodearme de gente hermosa y de una familia increíble que día a día me demuestran que el amor es la vía para lograrlo todo.

A todos mil veces gracias.

León S, Sasha k.

EFFECTO DEL POLÍMERO UTILIZADO EN EL PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA, EN LA FORMACIÓN Y ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES EN CORRIENTES DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA DE PETROCEDEÑO.

Tutor Académico: Ing. René Rojas. Tutor Industrial: Ing. Romer Salas. Tesis. Caracas, Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo. Año 2018, N° p 148.

Palabras claves: Faja Petrolífera del Orinoco, Petrocedeño, polímero, emulsiones de petróleo.

Resumen: Con la creciente demanda de crudos para su comercialización y consumo interno, la empresa mixta Petrocedeño, ha implementado en el bloque Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco, un proyecto de recuperación mejorada mediante la inyección de una solución acuosa de polímero. Sin embargo, el corte de agua, la presencia del polímero y la producción de finos vuelve crítico el proceso de deshidratación de las emulsiones en las corrientes de producción, produciendo un crudo fuera de especificaciones. En este trabajo, se estudia la formación y estabilidad de las emulsiones generadas en campo mediante la variación de las propiedades fluomecánicas de la emulsión. Posteriormente se evalúa el efecto de la concentración de la solución acuosa de polímero a inyectar, la presencia de sales divalentes y monovalentes en la estabilidad de las emulsiones mediante pruebas de botellas, implementando la química deshidratante utilizada en campo. Luego, se adiciona al sistema la presencia de finos, mediante el paso de una solución polimérica por una celda con arena sintética para posteriormente generar un sistema agua/polímero/finos/crudo y estudiar la estabilidad de las mismas. Obteniendo que es la presencia de finos la causante de la estabilidad de las emulsiones, disminuyendo en gran medida la eficiencia de la química deshidratante.

ÍNDICE GENERAL

1. FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN	4
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	4
1.2. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	5
1.2.1. Objetivo General	5
1.2.2. Objetivos Específicos.....	5
1.3. ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN.....	6
1.4. LIMITACIONES	6
2. MARCO TEÓRICO	8
2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	8
2.2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.	17
2.2.1. Etapas en la producción de un yacimiento.....	17
2.2.1.1. Recuperación mejorada:	18
2.2.1.1.1. Inyección de polímeros.....	19
2.2.1.1.1. Propiedades modificadas en el yacimiento con la adición de polímero	20
2.2.1.1.2. Polímeros	22
2.2.1.1.3. Clasificación de los polímeros.....	23
2.2.1.1.4. Poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM).....	23
2.2.1.1.5. Factores que afectan la inyección de soluciones de polímero en el medio poroso	25
2.2.1.1.6. Ventajas de la inyección de polímeros	29
2.2.1.1.7. Desventajas de la inyección de polímeros.....	29

2.2.1.2. Emulsiones	30
2.2.1.2.1. Surfactantes Naturales.....	30
2.2.1.2.2. Clasificación de las emulsiones.....	32
2.2.1.2.3. Propiedades de las emulsiones.....	33
2.2.1.2.4. Estabilidad de una emulsión	35
2.2.1.2.5. Mecanismos involucrados en la ruptura de una emulsión.....	36
2.2.1.3. Deshidratación de crudo.....	38
2.2.1.3.1. Acción de la química deshidratante:.....	40
2.2.1.3.2. Pruebas de botella	41
2.2.1.3.4. Medición de estabilidad.....	43
2.2.1.4. Pruebas de desplazamiento.....	45
3. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	46
3.1. Cuenca oriental de Venezuela.	46
3.2. Faja Petrolífera del Orinoco (FPO).	47
3.3. Descripción del campo en estudio.....	48
4. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	49
4.1. Tipo de investigación	49
4.2. Diseño de la investigación.....	49
4.3. Población y muestra.....	50
4.4. Materiales utilizados.....	50
4.5. Insumos utilizados.....	51
4.6. Equipos utilizados.....	52
4.6.1. Balanza digital y analítica	53

4.7. Metodología de la investigación	61
4.7.1. Fase I: Información teórico-práctica	61
4.7.2. Fase II: Caracterización de los fluidos.	62
4.7.3. Fase III: Formulación óptima de emulsiones.	68
4.7.4. Fase IV: Estabilidad de emulsiones mediante el estudio de rompimiento.	74
4.7.5. Fase V: Discusión de resultados.....	77
5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	78
5.1. Viscosidad del crudo y crudo diluido de Petrocedeno.	78
5.2. Caracterización de las soluciones poliméricas.....	80
5.3. Formulación óptima de emulsiones.....	80
5.3.1. Cinética de formación de emulsiones del sistema agua/crudo.....	80
5.3.2. Estabilidad de emulsiones en sistemas agua/HPAM/crudo.	82
5.4. Efecto de la variación del porcentaje de la fase acuosa en la estabilidad de las emulsiones.	100
5.5. Efecto de la variación de la concentración de polímero en el agua de inyección para la deshidratación de emulsiones.....	104
5.6. Efecto del cambio en la relación “agua de formación/solución polimérica” en la deshidratación de las emulsiones.	107
5.7. Efecto de la concentración de química desemulsificante 6276 en la deshidratación de emulsiones con contenido polimérico.....	110
5.8. Efecto de la presencia de arenas y/o finos en la estabilidad de las emulsiones.	112
CONCLUSIONES	115

RECOMENDACIONES.....	116
BIBLIOGRAFÍA.....	117
Apéndice A.1. Determinación de la relación crudo/nafta.	121
Apéndice A.2. Cálculos para preparar solución polimérica madre con HPAM a 5000 ppm.	121
Apéndice A.3. Cálculos para la preparación de diluciones de soluciones poliméricas.....	122
Apéndice A.4. Cálculo para determinar el porcentaje de agua separada.	122
Apéndice B.1. Procedimiento de instalación del sistema para el proceso de emulsiónación.....	125
Apéndice B.2. Procedimiento de medición en el densímetro DM4-4500.....	126
Apéndice B.3. Procedimiento de medición en el reómetro MCR-302.	126
B.3.1. Previsiones antes de encender el reómetro.....	126
B.3.2. Procedimiento para la calibración del equipo.....	126
B.3.3. Procedimiento para fijar los parámetros de medición.....	127
B.3.4. Procedimiento para colocar la muestra en el equipo e inicializar la medición.....	127
Apéndice B.4. Procedimiento de medición con el viscosímetro HAAKE RC-20.	127
Apéndice B.5. Procedimiento de medición en el Zetasizer nano ZS.....	128
Apéndice B.6. Procedimiento de medición de diámetro de partícula en el MastersizerTM.	129
Apéndice B.7. Procedimiento para determinar porcentaje de agua por destilación.	131

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Variación del potencial Z según la concentración de polímero. (Mingyuan Li, et al., 2007)	10
Figura 2.2. Comportamiento de la viscosidad del FLOPAMM 3630S. (Rassuli, 2012).	12
Figura 2.3. Variación de la TIF en función de la concentración de polímero. (Aguirre, 2013).	13
Figura 2.4. Ángulo de contacto para un sistema crudo/sólido/sol. de FLOPAMM. (Aguirre, 2013).	14
Figura 2.5. Viscosidad de soluciones a diferentes concentraciones de FLOPAMM. (Aguirre, 2013).	15
Figura 2.6. Comportamiento de la viscosidad en presencia de sales. (Aguirre, 2013).	15
Figura 2.7. Etapas de producción de un yacimiento y procesos de recuperación mejorada.	18
Figura 2.8. Proceso de inyección de polímeros. (Aguirre, 2013).	19
Figura 2.9. Estructuras de los polímeros. (López, 2004).	23
Figura 2.10. Estructura química del HPAM. (Pancharoen, 2009)	24
Figura 2.11. Tipos de comportamiento para soluciones poliméricas de HPAM (Weger et al, 2011)	28
Figura 2.12. Estructura de un surfactante. (Irima, 2014).	31
Figura 2.13. Propiedades de los surfactantes. (Gutierrez, 1992).	32
Figura 2.14. Mecanismos de desestabilización de una emulsión. (Becher, 1972).	38
Figura 2.15. Variación de la estabilidad de la emulsión con la formulación, aplicada a deshidratación de crudos. (Salager, 1987).	39
Figura 2.16. Acción del deshidratante dosificado en las pruebas de botella (Salager, 2002).	43

Figura 2.17. Curva característica obtenida de las pruebas de botella (Salager, 2002).	44
Figura 2.18. Curva de estabilidad para un volumen fijo de fase interna de 2/3. (Salager, 2002).	45
Figura 3.1. Distribución de las cuencas petrolíferas de Venezuela. (Yoris, 1997).	47
Figura 3.2. Mapa petrolero (PDVSA, 2016).	48
Figura 4.1. Balanzas: digital y analítica.	53
Figura 4.2. Hornos: (a) Carbolite. (b) BLUE E.	54
Figura 4.3. Mezcladores: (a) CAFRAMO. (b) GLAS-COL.....	54
Figura 4.4. Densímetro DMA 4500.....	55
Figura 4.5. Refractómetro Abbemat 300.	56
Figura 4.6. Reómetro MCR-302.....	57
Figura 4.7. Viscosímetro HAAKE RC-20.	57
Figura 4.8. (a) Zetasizer nano ZS. (b) celda desechable DTS1070.....	58
Figura 4.9. MastersizerTM.	59
Figura 4.10. Diagrama esquemático del equipo de desplazamiento utilizado (Marcano, 2011).....	60
Figura 4.11. Esquema metodología de investigación.	61
Figura 4.12. Esquema de caracterización de los fluidos.	62
Figura 4.13. Esquema de formulación óptima de emulsiones.....	68
Figura 4.14. Esquema tipo de realización de emulsiones.....	69
Figura 4.15. Esquema de las variaciones a realizar para estudiar la estabilidad de emulsiones.	75
Figura 5.1. Comportamiento de la viscosidad de las muestras de crudo en función de la temperatura.	79
Figura 5.2. Viscosidades en función del tiempo.	81
Figura 5.3. Diámetro de partícula en función del tiempo.....	82

Figura 5.4. Deshidratación de emulsiones mediante barrido de concentración de química deshidratante y agua de formación como fase acuosa.	83
Figura 5.5. Fotografía de emulsiones en prueba de estabilidad, realizadas con agua de formación.	85
Figura 5.6. Deshidratación de emulsiones mediante barrido de concentración de química deshidratante y agua de inyección como fase acuosa.....	87
Figura 5.7. Fotografía de emulsiones en prueba de estabilidad, realizadas con agua de inyección.	88
Figura 5.8. Deshidratación de emulsiones variando el tiempo de mezclado para diluyente.	89
Figura 5.9. Comportamiento de la viscosidad con la variación del tiempo de mezclado con el diluyente.	90
Figura 5.10. Emulsiones con variación en el tiempo de mezclado del diluyente.....	90
Figura 5.11. Deshidratación de emulsiones con variación en la velocidad de mezclado del sistema agua/crudo.	92
Figura 5.12. Deshidratación de emulsiones con variación en la velocidad de mezclado del sistema agua/crudo.	93
Figura 5.13. Deshidratación de emulsiones con variación en la velocidad de mezclado del sistema agua/crudo.	95
Figura 5.14. Deshidratación de emulsiones 5/95 con variación en el tiempo de mezclado del sistema agua/crudo.	97
Figura 5.15. Deshidratación de emulsiones 10/90 con variación en el tiempo de mezclado del sistema agua/crudo.	98
Figura 5.16. Deshidratación de emulsiones 15/85 con variación en el tiempo de mezclado del sistema agua/crudo.	100
Figura 5.17. Porcentaje de agua separada variando la WOR.	102
Figura 5.18. Estabilidad en función del tiempo.	103
Figura 5.19. Vistas de las emulsiones finalizada la prueba de deshidratación.....	103

Figura 5.20. Estabilidad variando la concentración del polímero.	105
Figura 5.21. Estabilidad en función del tiempo con variación de concentración de HPAM.	106
Figura 5.22. Fotografías de emulsiones al culminar las pruebas de botella variando la concentración de polímero.	107
Figura 5.23. Estabilidad en función de la relación de HPAM en el agua de inyección.	108
Figura 5.24. Estabilidad en función del tiempo de las variaciones de HPAM en el agua de inyección.	109
Figura 5.25. Fotografías de emulsiones con variación de la relación de HPAM en el agua de inyección.....	110
Figura 5.26. Estabilidad variando la concentración de la química deshidratante....	111
Figura 5.27. Fotografía de las emulsiones al finalizar la deshidratación con variación de la química deshidratante.	111
Figura 5.28. Estabilidad en función del porcentaje de fase acuosa.....	112
Figura 5.29. Estabilidad de emulsiones en presencia de finos en función del tiempo.	113
Figura 5.30. Vistas de las pruebas de botellas con contenido de finos a las 24 horas.	114

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Comportamiento de la tensión interfacial con variación de concentración de HPAM. (Mingyuan Li, et al., 2007)	9
Tabla 4.1. Composición para la formulación del agua de formación.	52
Tabla 4.2. Caracterización del crudo de petrocedaño.	63
Tabla 4.3. Composición para la formulación del agua de formación.	64
Tabla 4.4. Cantidades para preparación de diluciones de solución madre de HPAM	67
Tabla 4.5. Relación agua/crudo diluido para el proceso de emulsión.	69
Tabla 4.6. Pruebas de botellas realizadas para barrido de concentración de desémulsificante.	72
Tabla 4.7. Variación de tiempo de mezclado con el diluyente.	73
Tabla 5.1. Viscosidades del crudo y crudo diluido de Petrocedaño.	79
Tabla 5.2. Características de las soluciones poliméricas.	80
Tabla 5.3. Estabilidad en el tiempo de emulsiones con agua de formación y variación de la concentración de química deshidratante.	84
Tabla 5.4. Estabilidad en el tiempo de emulsiones con agua de inyección y variación de la concentración de química deshidratante	86
Tabla 5.5. Características de emulsiones con WOR 5/95 y variación de velocidad de mezclado.	91
Tabla 5.6. Características de emulsiones con WOR 10/90 y variación de velocidad de mezclado.	93
Tabla 5.7. Características de emulsiones con WOR 15/85 y variación de velocidad de mezclado.	94
Tabla 5.8. Características de emulsiones con WOR 5/95 y variación del tiempo de mezclado.	96
Tabla 5.9. Características de emulsiones con WOR 10/90 y variación del tiempo de mezclado.	98

Tabla 5.10. Características de emulsiones con WOR 15/85 y variación del tiempo de mezclado.	99
Tabla 5.11. Estabilidad en el tiempo variando la WOR.....	101
Tabla 5.12. Estabilidad de la emulsión con WOR 15/85 y variación de la concentración de polímero.	104
Tabla 5.13. Estabilidad de la emulsión con WOR 15/85 y variación de la relación de polímero/agua de formación.	108

Lista de símbolos y abreviaturas:

Abreviatura	Descripción
% p/p:	porcentaje peso a peso
% v/v	porcentaje volumen a volumen
° API	gravedad API
°C	grados Centígrados
µg	microgramos
µm	micrómetros
bbl/d:	Barriles por día
CMC	Concentración micelar crítica
cP	centipoise
FPO	Faja Petrolífera del Orinoco
ft/d	pie por día
g/mol	gramos sobre mol
G'	modulo de elasticidad
G''	modulo viscoso o de pérdida
MBD:	miles de barriles diarios
mg/l	miligramos por litro
MMB	millones de barriles
mV	milivoltios
O/W	Emulsión crudo en agua
POES	Petróleo original en sitio
ppm	Partes por millón
Psi	Pulgada por pie cuadrado
rpm	revoluciones por minuto
t₁	Tiempo de mezclado del sistema agua/crudo
t₂	Tiempo de mezclado del sistema agua/crudo y adición de nafta
W/O	Emulsión agua en crudo

INTRODUCCIÓN

El aumento de la demanda de crudo impulsado por el crecimiento económico de China y países emergentes como la India, ha propiciado nuevos retos para las empresas productoras de Petróleo. Esta creciente demanda y los aumentos en las reservas de Crudos Pesados y Extra Pesados (CP/EP), han puestos a estos últimos como la principal fuente de energía para los próximos años.

Venezuela como país exportador de petróleo tiene como reto aumentar su producción petrolera necesaria para el apalancamiento de la economía nacional. Para tal efecto se debe iniciar un proceso de explotación de las reservas de Crudo Pesado y Extrapesado presentes en la Faja Petrolífera del Orinoco. La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) posee las mayores reservas de crudos pesados y extrapesados con más de 300 mil millones de barriles calculadas con un factor de recobro de 20% aproximadamente.

En esta misma perspectiva PDVSA Intevep, a través de sus gerencias integradas se encuentra desarrollando nuevas tecnologías para aumentar el volumen final de petróleo recuperado. Uno de los objetivos principales de la filial es lograr el Factor de Recobro mínimo de 20% del Petróleo Original en Sitio (POES) de la Faja Petrolífera del Orinoco. Entre las tecnologías a aplicar para el aumento del factor de recobro en yacimientos de crudos extrapesados, está el uso de formulaciones de polímeros en solución acuosa, como un método de mejorar la movilidad del crudo, aumentando el factor de recobro.

Petrocedeño es un campo de crudo extrapesado cuyo principal reto es producir un crudo muy viscoso de (2000-7000 cP) operada en conjunto por PDVSA (60%), TOTAL S.A. (30.3%) y STATOIL (9.7%).

La presencia de un acuífero activo en la base del yacimiento, ha provocado un aumento considerable del corte de agua, que afecta en gran medida la capacidad de tratamiento del área.

Desde el año 2015 se inicio un proyecto piloto de inyección de polímero en 5 pozos, disminuyendo en los mismos el corte de agua y aumentando el factor de recobro. El uso de polímeros en el proceso ha provocado emulsiones muy estables y difíciles de romper por los métodos de tratamiento presentes en el campo, lo que ha causado producción de crudo con contenido de agua superior a la deseada, situación que acarrea multas y pérdidas a la empresa.

Una emulsión es un sistema que contiene dos fases líquidas inmiscibles, una de ellas se encuentra dispersa en la otra en forma de pequeñas gotas microscópicas cuya estructura está estabilizada por un componente con propiedades tensoactivas llamado surfactante, el cual posee una doble afinidad lo que le permite desplazarse hasta la interfase para adsorberse. El proceso de emulsificación no es espontáneo puesto que involucra incrementos en la energía libre del sistema, es decir, son termodinámicamente inestables y la tendencia es que los líquidos se separen como fases bien diferenciadas (Salager, 2002).

En la industria petrolera las emulsiones son muy comunes, el petróleo tal como sale del yacimiento está siempre asociado con agua, sólido y gas. Este último es en general fácil de separar; el agua puede estar libre o emulsionada y es de difícil separación, por lo que es necesario tratar las emulsiones para reducir el contenido de agua y sedimentos al mínimo aceptable para su comercialización y/o refinación. Mediante procesos de deshidratación y desalación, el agua y las sales son separadas del petróleo para sus posteriores tratamientos.

En la investigación actual se plantea como objetivo general estudiar el efecto de la Poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) utilizada en los procesos de

recuperación mejorada, en la formación y estabilidad de las emulsiones formadas en campo, estudiando en profundidad todos los agentes involucrados (crudo, arena, agua, polímero y sales) y buscar una solución a esta problemática para evitar la producción de crudo fuera de especificaciones.

Capítulo I

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

A finales del año 2011, la producción acumulada de Petrocedeño alcanzaba los 585MMbbl de crudo, lo que significaba un recobro del 1,8% con un alto corte de agua. Un incremento en el recobro está limitado por la capacidad instalada para el manejo del agua. El factor de recobro estimado tomando en cuenta el agotamiento del yacimiento está estimado entre 4 y 6%, por lo que es necesaria la aplicación de métodos de recuperación mejorada.

Los proyectos de recuperación mejorada planteados en Petrocedeño, están planificados para el uso de una formulación acuosa de polímero del tipo poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) que ayude a mejorar la movilidad del crudo en el yacimiento y mejorar el % de recobro final.

Petrocedeño produce actualmente entre 180 y 190 mil barriles de crudo extrapesado con cortes de agua de entre 35 y 40%. Con semejantes cortes de agua, la capacidad de manejo de agua instalada (100.000 bbl/d) está casi al límite y no tiene margen de maniobra.

Aun cuando el proyecto piloto de inyección de polímeros solo se aplica en 5 pozos, se presentan problemas de emulsiones debido al creciente aumento del corte de agua, que han colapsado los sistemas diseñados para el manejo de menores cantidades. La presencia de finos de producción ha contribuido al colapso de los

sistemas, ya que disminuyen la eficiencia de los equipos electrostáticos de deshidratación, depositándose en dichos equipos y en los tanques de lavado.

Con la masificación del uso del polímero, el problema de las emulsiones podría aumentar considerablemente, afectando todo el sistema de deshidratación de la planta. La sola presencia del polímero disuelto en solución acuosa, y éste disperso en el agua, podría incrementar considerablemente la viscosidad de las emulsiones producidas, además la presencia de los finos de producción y su interacción con el polímero podría afectar considerablemente la acción de la química desemulsificante.

Como solución a la situación planteada PDVSA Intevep, bajo la gerencia de Investigación estratégica en Producción en conjunto con la empresa mixta Petrocedeño, decide desarrollar el proyecto titulado **“Efecto del Polímero utilizado en el proceso de recuperación mejorada en la formación y estabilidad de las emulsiones en corrientes de producción del área de Petrocedeño”**.

1.2. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

A continuación se describen los objetivos planteados en esta investigación.

1.2.1. Objetivo General

Estudiar el efecto de la Poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) utilizada en el proceso de recuperación mejorada, en la formación y estabilidad de las emulsiones en corrientes de producción del área de Petrocedeño de la FPO.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Realizar una revisión bibliográfica para establecer el estado del arte del efecto de la Poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) utilizada en la recuperación mejorada de crudo en la estabilidad de emulsiones.

- Determinar el efecto de concentración del polímero sobre la estabilidad de emulsiones de agua en crudo.
- Estudiar el efecto de la presencia de arenas y/o finos en la estabilidad del sistema Crudo-Agua-polímero.
- Evaluar el efecto de la velocidad de mezclado en la estabilidad del sistema Crudo-Agua-Polímero.
- Analizar el efecto de las sales divalentes y monovalentes en la estabilidad de las emulsiones.
- Verificar la factibilidad de la continuación del tratamiento actual establecido en campo en la estabilidad de las emulsiones producidas.

1.3. ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN

Conocer el impacto que genera la Poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) utilizada en los procesos de recuperación mejorada del campo de Petrocedeño, en la formación y estabilidad de las emulsiones de agua en crudo de tal manera de anticipar los posibles problemas de deshidratación de crudo, que podrían presentarse, si se masifica la inyección de polímero en los procesos de producción del área de estudio.

1.4. LIMITACIONES

Entre los principales factores limitantes para el desarrollo de este trabajo, se tiene:

1. Disposición de muestras de crudo y del solvente utilizado en el área de Petrocedeño.
2. Preparación de agua de formación. Disposición de las sales requeridas para la preparación de la misma.

3. Equipos de medición. Garantizar el óptimo funcionamiento de los equipos de medición, con el fin de obtener resultados veraces

Capítulo II

MARCO TEÓRICO

Este capítulo es el resultado de la revisión bibliográfica, de los conceptos y definiciones propias del tema que se desea abordar a partir de esta investigación experimental. En primer lugar se presentan los antecedentes en los cuales están enmarcados los aspectos y fundamentos de la investigación que se desarrollará; seguido de la recopilación del estado del arte realizado, previo a los estudios experimentales.

2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Mingyuan Li, Mingjin Xu, Meiqin Lin & Zhaoliang Wu (2007), en su artículo **The Effect of HPAM on Crude Oil/Water Interfacial Properties and the Stability of Crude Oil Emulsions**, enfocan su estudio a fluidos de producción provenientes del campo Da Qing en China, en el cual se aplicaba la novedosa técnica de inyección de polímeros tensioactivos alcalinos (ASP flooding) como método de recuperación mejorada. El apoyo en este artículo, proviene de que el polímero que utilizaron en el campo Da Qing fue una poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM 3630S) y este a su vez es el polímero de estudio para este trabajo especial de grado. Dichos fluidos de producción presentaban problemas, ya que las emulsiones obtenidas bien sea agua en crudo (W/O) o crudo en agua (O/W) presentan un alto nivel de estabilidad.

La concentración de HPAM utilizada para la inyección en los campos, varía entre 1000 y 2400 mg/L y según las pruebas realizadas en sistemas simples, el agua

producida podría contener entre 1000 y 2300 mg/L de HPAM; sin embargo en el campo Da Qing promedio de HPAM en el agua producida era de 30 mg/L. Debido a esta drástica disminución, se comenzó a atribuir al HPAM, la problemática de la estabilidad en las emulsiones obtenidas.

Mingyuan, et al., trabajaron con agua de formación sintética de 5856 ppm y la HPAM con un porcentaje de hidrólisis de 25% y un peso molecular de $20 \cdot 10^6$ g/mol; evaluaron la tensión interfacial, la viscosidad de corte en la interfase, el potencial Z y la estabilidad en emulsiones O/W en cuatro (4) modelos de crudo (Jet Fuel, fracción parafínica, fracción asfáltica y un crudo compuesto en un 10% por crudo pesado y 90% por Jet Fuel). En la tabla 2.1, se observa como la tensión interfacial entre el crudo y el agua de formación no se ve afectada con la variación de la concentración de HPAM.

Tabla 2.1. Comportamiento de la tensión interfacial con variación de concentración de HPAM. (Mingyuan Li, et al., 2007)

Tipo de aceite HPAM(mg/L)	Jet fuel	Fracción cor resina	Fracción con asfaltenos	Petróleo crudo
0	52.2	17.2	15.2	23.0
25	52.8	24.2	20.4	30.1
50	55.4	27.7	19.1	29.9
100	54.7	26.2	20.6	29.8
200	46.2	22.8	18.7	27.9
300	48.6	24.4	17.8	27.1
400	49.1	17.1	18.2	31.1

Probó el aumento de la viscosidad de la interfaz con el aumento de la concentración de HPAM. Los valores obtenidos para la fracción de asfaltenos y el modelo de crudo, fueron similares y mucho mayores a los de fracción parafínica y el Jet Fuel, lo que demuestra que la fracción de asfaltenos domina la fuerza de la película interfacial entre el crudo y la solución de HPAM.

Para el potencial Z, los valores absolutos aumentaron con el incremento de la concentración de HPAM, en la figura 2.1, se observa el mencionado incremento. Este comportamiento se presentó en los cuatro modelos. Demostrando que la adsorción del HPAM en la interfaz entre el crudo y el agua puede modificar significativamente sus propiedades eléctricas, por lo que se asume que la contribución del HPAM al potencial Z, es un factor que mejora la estabilidad de las emulsiones.

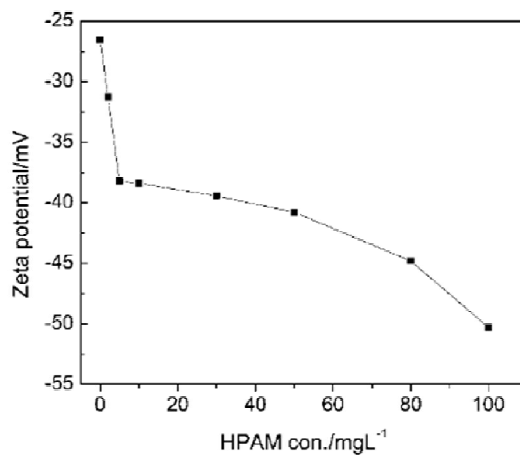


Figura 2.1. Variación del potencial Z según la concentración de polímero. (Mingyuan Li, et al., 2007)

La consecuencia más importante de esta adsorción del polímero en la superficie de las gotas de aceite es un alto valor de potencial Z negativo, concluyendo que las emulsiones no sólo son estabilizadas mediante las fuerzas estéricas generadas por la presencia del polímero, sino también por una estabilización electroestática. Siendo este último un factor predominante en la estabilidad de la emulsiones en el campo.

Rassuli, E., en su trabajo **“Polymer Injection in Extra Heavy Oil Field in Venezuela” en el año 2012**, realizó un análisis de los resultados principales de la simulación de inyección de polímero en el modelo del proyecto piloto de Petrocedeno.

Incorporando datos de laboratorio y estudiando diversos fenómenos físicos como el comportamiento de la solución polimérica por ser un fluido no newtoniano, la retención del polímero en el volumen poroso, la reducción de la permeabilidad relativa y la porosidad, y el impacto geomecánico que tiene en el yacimiento la inyección de dicho polímero. La importancia de este artículo radica en la caracterización de los fenómenos físicos involucrados en el proceso de recuperación mejorada mediante inyección de polímero. Rassuli, realiza una simulación del proyecto piloto del que provienen las emulsiones altamente estables que se estudian en este trabajo especial de grado.

El FLOPAMM 3630S nombre comercial que recibe la HPAM, fue seleccionado por su capacidad de proveer altas viscosidad gracias a su elevado peso molecular. Realizaron pruebas de desplazamiento, en las que saturaron en primera instancia los núcleos con crudo y luego procedieron a la inyección directa de una solución polimérica de 2000 ppm de FLOPAMM 3630S, obteniendo un factor de recobro de 60%.

Para el estudio de la reología del polímero, utilizó la adaptación a condiciones de yacimiento mediante el modelo matemático de Canella, et al, en 1988. En este modelo entran en juego la tasa de corte "in-situ", la ley de potencia obtenida del ajuste de la curva reológica del polímero por el viscosímetro, un coeficiente "C" en función de la porosidad y la permeabilidad, así como también las saturaciones. Todos los datos obtenidos de previas pruebas de inyección realizadas. Obteniendo dos comportamiento principales para la solución polimérica. En efecto, dicha solución es un fluido no newtoniano, pero Rassuli, comprobó que la solución polimérica puede exhibir dos tipos de comportamiento: como fluido newtoniano a concentraciones constantes del mismo y a bajas tasas de velocidad de Darcy de 0,2 ft/d; cabe destacar que la concentración puede variar al entrar en contacto con el agua de formación presente en el yacimiento. Y como fluido no newtoniano al

aumentar la velocidad de Darcy a tan sólo 0,4 ft/d. En la figura 2.2, se puede observar dichos comportamientos. Sin embargo, la presión de inyección en fondo de pozo no presentó mayores variaciones en las simulaciones con los dos tipos de comportamiento.

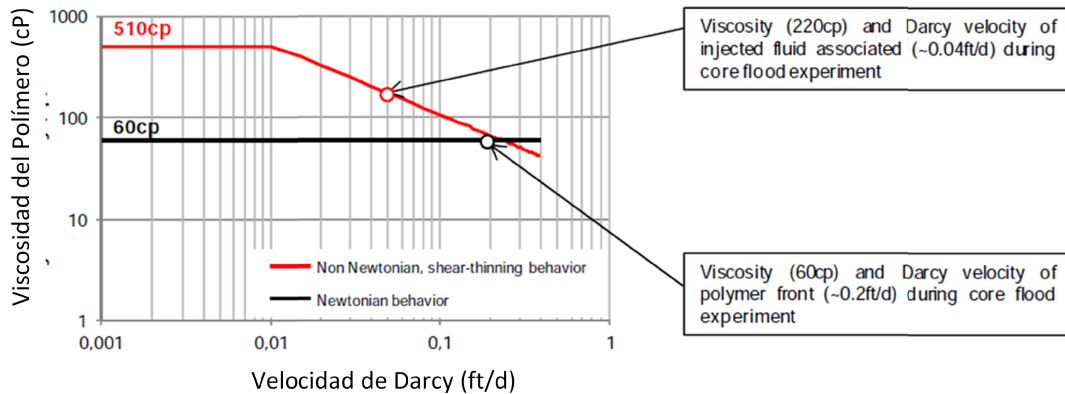


Figura 2.2. Comportamiento de la viscosidad del FLOPAMM 3630S. (Rassuli, 2012).

Los efectos causados por la retención del polímero en el medio poroso son: disminución de la concentración de polímero, ya que se adsorbe 50 μg por 1 g de roca reservorio (Sorbie, 1991). Reducción de la porosidad, dado que las largas moléculas de FLOPAMM 3630S quedan atrapadas en los espacios porales mas pequeños. Y reducción de la permeabilidad, Pye en 1964 y Mungan en 1969, definieron que la presencia del polímero no sólo aumenta la viscosidad y disminuye la razón de movilidad, sino que también disminuye la permeabilidad. El impacto geomecánico en el yacimiento es ocasionado más por el proceso de inyección que por el uso de FLOPAMM 3630S, luego de iniciado el trabajo de inyección la presión de fondo de pozo puede alcanzar hasta dos veces la presión del yacimiento, modificando su permeabilidad y porosidad; sin embargo, para efectos del trabajo de Rassuli, al tratarse de arenas no consolidadas el incremento fue poco. El aumento de la porosidad fue de aproximadamente un 5%.

Aguirre, N., en su trabajo titulado “Estudio de las Interacciones Polímero-Surfactante, para la Recuperación de Crudo Extrapesado en Yacimiento de la Faja Petrolifera del Orinoco”, publicado en el 2013, perseguía la formulación óptima de una mezcla polímero-surfactante para evaluar su factibilidad como método de recuperación mejorada. El apoyo en este trabajo se basa en el estudio de las interacciones fisicoquímicas en las soluciones poliméricas; además el polímero y el campo en estudio por Aguirre, coinciden con los de este trabajo especial de grado, sirviendo de soporte de manera directa en la comprensión de los resultados del mismo.

Aguirre, realizó caracterizaciones de soluciones poliméricas con HPAM (FLOPAMM 3630S, por su nombre comercial) mediante la determinación de la tensión interfacial, el ángulo de contacto y la viscosidad. En la determinación de la tensión interfacial, realizó barridos de concentración entre 500 y 3000 ppm de FLOPAMM, obtuvo una disminución de la tensión interfacial a medida que aumentaba la concentración del polímero, esto lo atribuye al arreglo estructural del polímero en la interfase líquido-líquido, que al aumentar la concentración mejora el empaquetamiento. En la figura 2.3, se puede observar el mencionado comportamiento.

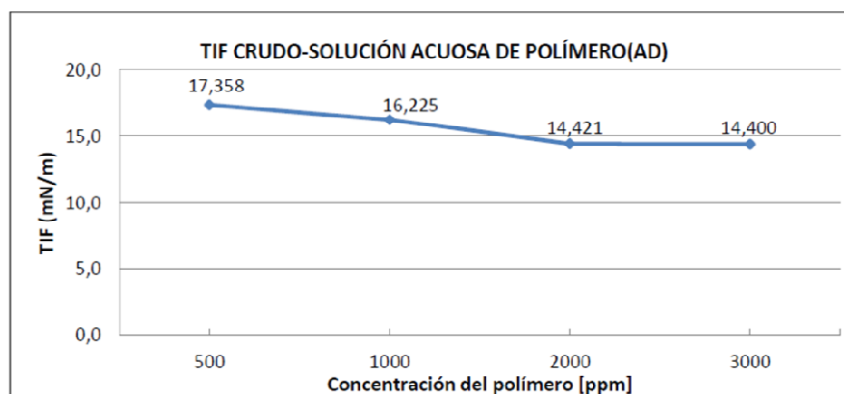


Figura 2.3. Variación de la TIF en función de la concentración de polímero. (Aguirre, 2013).

En el estudio del ángulo de contacto en función del tiempo, se obtuvo un ángulo de 12° a partir de los 10 minutos para un sistema crudo/sólido/polímero utilizando arenas lavadas de la zona en estudio, esto como resultado de la desorción del crudo al medio poroso y la consiguiente adsorción del polímero a la matriz rocosa o arenas consolidadas en este caso. En la figura 2.4, se observa el resultado obtenido.

Sistema	Ángulo de Contacto ($^\circ$)	Estado de Mojabilidad	Imagen
crudo/sólido/ 3000 ppm de solución acuosa de polímero	12°	MA	

Figura 2.4. Ángulo de contacto para un sistema crudo/sólido/sol. de FLOPAMM. (Aguirre, 2013).

También caracterizó las soluciones poliméricas con la determinación de su viscosidad, observó un incremento en la viscosidad a medida que aumentaba la concentración de FLOPAMM, esto asociado a la expansión de la cadena polimérica, destacando también el comportamiento pseudoplástico de la viscosidad. En la figura 2.5 se muestra dicho comportamiento. Destacó que al someter la solución polimérica a una acción mecánica, se modifica su arreglo estructural, reduciendo su viscosidad y promoviendo la degradación mecánica del mismo.

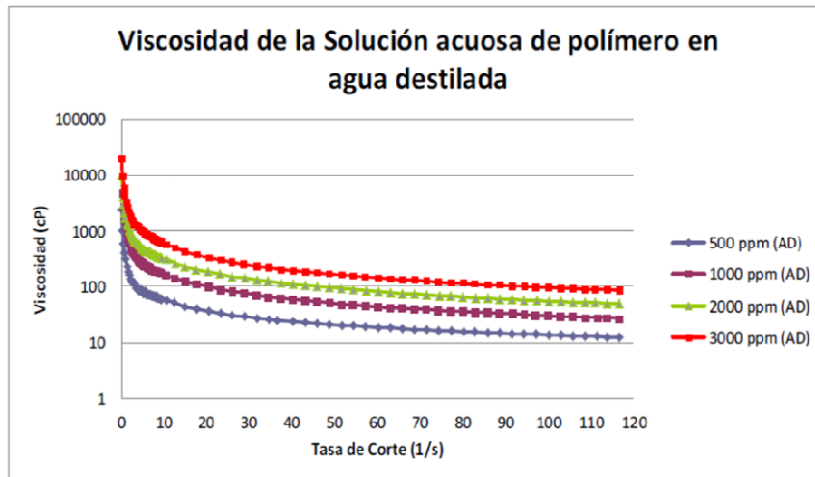


Figura 2.5. Viscosidad de soluciones a diferentes concentraciones de FLOPAMM. (Aguirre, 2013).

Por otro lado, evaluó el efecto de la sal KCl, obteniendo que con el incremento en la concentración de sal añadida, observó una disminución de la viscosidad. Esto gracias a que la sal modifica la estructura de las moléculas haciéndolas pasar de alargadas a una forma más esférica mediante la neutralización de las cargas a lo largo de la cadena de polímero. Reduciendo su viscosidad, como se muestra en la figura 2.6.

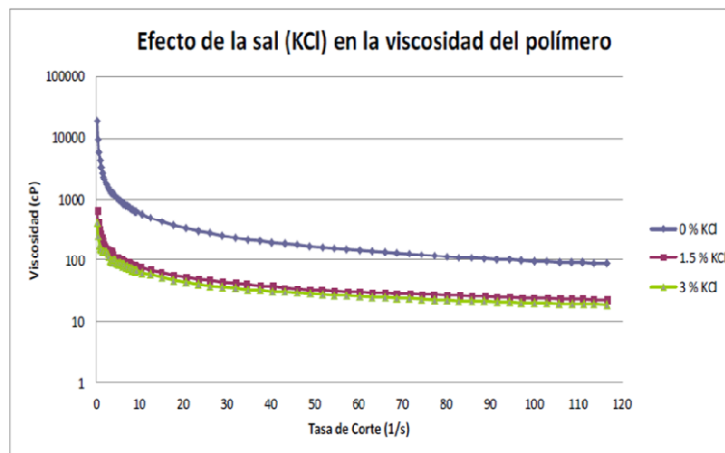


Figura 2.6. Comportamiento de la viscosidad en presencia de sales. (Aguirre, 2013).

Romer, S., Alvarado, A., Martinez, E., y Gutierrez, X., en su artículo publicado en el 2015, titulado “Desarrollo de métodos de desestabilización y rompimiento de

emulsiones W/O estabilizada por sólidos a través de la inversión de fase”, realizaron estudios fisicoquímicos para comprender los procesos de formación, inversión y desestabilización de emulsiones W/O, variando las concentraciones de surfactantes y aditivos con el fin de encontrar una solución óptima. Las emulsiones en estudio provenían de una previa inyección con un aditivo clarificante, un polímero coagulante que se neutralizaba con la presencia de los sólidos, dejando expuesta la cadena lipofílica y esta a su vez restándole afinidad a los sólidos dentro de la fase acuosa. De esta manera, los sólidos migraban a la fase oleíca estabilizando la emulsión W/O. Por lo tanto realizaron barridos unidimensionales con diferentes formulaciones de surfactantes Aniónicos y No Aniónicos a través de pruebas de botella, consiguiendo una formulación óptima con el alcohol etoxilado/sal/álcali. Con esta formulación óptima lograron ocasionar una inversión de la emulsión y promover el aumento del pH y por consiguiente la neutralización del efecto de la química clarificante, logrando obtener una remoción de agua de hasta un 98% en las pruebas de botella.

Irima, E., en su trabajo **“DETERMINACIÓN DE FORMULACIONES BASE/POLÍMEROS (BP), CON POTENCIAL APLICACIÓN COMO MÉTODO QUÍMICO EN LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDO EXTRAPESADO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO”** realizado en el **2014**, aborda problemas de producción de agua en yacimientos de crudo pesado y extra pesado del campo Pílon, ubicado en la FPO mediante formulaciones químicas de base polimérica. Evaluó la presencia de emulsión espontánea en sistemas crudo/agua/alcanolamina y crudo/agua/NaOH, obteniéndola sólo en presencia de NaOH en concentraciones de 2000 a 3000 ppm, esto gracias a que la presencia de la base fuerte, activa los surfactantes naturales del crudo y disminuye la tensión interfacial entre el crudo y la fase acuosa. Con la adición de polímero, no se obtuvo emulsión espontánea, pero al someter las muestras a una agitación suave se generó una dispersión de crudo en agua. La presencia del polímero, mostró un aumento en las tensiones

interfaciales, y la de las sales provocó una disminución en la viscosidad otorgada por la solución polimérica. El fluido óptimo para realizar el proceso de inyección estaba constituido por 7000ppm de Alcanolamina y 1000 ppm de HPAM, recogiendo las características necesarias de baja tensión interfacial y viscosidad óptima para su inyección, logrando un factor de recobro del 65% en las pruebas de desplazamiento realizadas; sin embargo con valores de 3000 ppm de HPAM, reportó factores de recobro del 90%.

2.2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

En esta sección se definen los conceptos establecidos a través de la realización del estado del arte de los estudios previos a esta investigación, así como los fundamentos por los cuales se rige la misma.

2.2.1. Etapas en la producción de un yacimiento.

Durante la vida productiva de un yacimiento, la migración de fluidos del interior del mismo, provoca una disminución de la energía inicial del yacimiento, ya que de cierta forma deja de existir la presión ejercida por los fluidos en cuestión. Conforme avanza la producción se pierde cada vez más energía provocando que el yacimiento pase por una etapa de maduración, la cual genera en muchas ocasiones que la producción llegue a valores poco atractivos desde el punto de vista económico. Este suceso se repite en todos los yacimientos pero en períodos de tiempo variables, ya que la pérdida de energía está ligada a muchos factores, tales como: profundidad de la arena productora, cantidad de fluidos almacenados en el yacimiento, plan de explotación, entre otros. Por esto, es preciso generar métodos que contribuyan al aumento de la producción de hidrocarburos, proporcionándole una energía adicional al yacimiento (Salager, 2005).

Por lo anteriormente descrito, y gracias al avance de la industria petrolera, las etapas de producción de un yacimiento pueden definirse como se muestra en la figura 2.7.



Figura 2.7. Etapas de producción de un yacimiento y procesos de recuperación mejorada (Salager 2005).

2.2.1.1. Recuperación mejorada:

La recuperación mejorada de petróleo o Enhanced Oil Recovery (EOR) es el recobro de hidrocarburos mediante la inyección de gases o productos químicos y/o energía térmica (Sheng, 2010).

La recuperación mejorada de crudo se basa en la modificación de algunas propiedades fisicoquímicas de los fluidos contenidos en el yacimiento, así como también algunas propiedades del propio yacimiento. El cambio de estas propiedades es lo que ayuda a mejorar el factor de recobro final del yacimiento. En efecto, los

objetivos que persigue la recuperación mejorada de crudo son: mejorar la razón de movilidad de los fluidos contenidos en el yacimiento mediante la reducción de las fuerzas capilares y viscosas que causan el entrapamiento del crudo en el medio poroso. En este trabajo especial de grado se desarrollan fluidos de producción provenientes de una recuperación mejorada por inyección de polímeros (Pancharoen, 2005).

2.2.1.1.1. Inyección de polímeros

El principio fisicoquímico de este método consiste en que el agua inyectada puede incrementar su viscosidad a partir de la adición de polímeros hidrosolubles, de esta manera la razón de movilidad puede verse favorecida, lo cual da como resultado un mejor desplazamiento y un barrido más completo del yacimiento que en la invasión con agua convencional. El proceso de inyección de polímero es muy parecido a la inyección de agua, muchos autores, describen a esta técnica, como una modificación de la inyección de agua, pero, esta vez el agua es introducida al yacimiento con una mayor viscosidad proporcionada por el polímero. Es por ello que la óptima aplicación de esta técnica, reside en la inyección de una cantidad considerable de polímero que contribuya a la movilización del banco de crudo, actuando como un fluido pistón, generando así el desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores. En la figura 2.8, se muestra el proceso de la inyección de polímero en el medio poroso así como las zonas que se generan a lo largo de este proceso de inyección. (Pancharoen, 2009).



Figura 2.8. Proceso de inyección de polímeros. (Aguirre, 2013).

2.2.1.1.1. Propiedades modificadas en el yacimiento con la adición de polímero

La inyección de polímero por los general es un método de recuperación mejorada que se aplica en yacimiento donde se presume que puede existir producción de agua temprana, esto con el fin de prevenir o minimizar el flujo de agua hacia los pozos productores, en efecto, los yacimiento con acuíferos de grandes dimensiones o alta saturación de agua connata son candidatos a un proceso de inyección de polímero, esto se debe a que los polímeros pueden modificar dos propiedades fundamentales para mitigar la producción de agua en el yacimiento, estas propiedades son: la eficiencia de barrido volumétrica y la razón de movilidad (Pancharoen 2005).

- **Eficiencia de barrido volumétrica (E_v).**

Es conocida también como eficiencia macroscópica, puede definirse como la fracción del volumen total del yacimiento que es irrumpido o interacciona con el fluido desplazante, en este caso particular la solución polimérica. Este parámetro está sujeto al arreglo de pozos (tipo de arreglo y espaciamiento) y la estratigrafía del yacimiento, es decir, se puede calcular en función a la cobertura vertical del fluido en el yacimiento y la cobertura areal. La eficiencia de barrido volumétrica está representada por la ecuación 2.1:

$$E_v = \frac{\text{Volumen invadido}}{\text{volumen total invadible}} \quad (2.1)$$

La eficiencia de barrido volumétrica puede ser también expresada como se muestra en la ecuación 2.2:

$$E_v = E_v * E_A \quad (2.2)$$

Donde:

E_A : Eficiencia areal

E_V : Eficiencia vertical

La eficiencia de barrido volumétrica se ve afectada por las heterogeneidades del yacimiento, cambio de facies, porosidad, permeabilidad, geometría de inyección, fracturas, fallas, barreras de permeabilidad, entre otros.

- **Razón de movilidad**

La razón de movilidad es la medida de la conductancia de los fluidos en el interior del yacimiento, la inyección de polímero permite mejorar este parámetro a través del aumento de la viscosidad de la fase acuosa, lo cual provoca que esta fase se desplace con menor velocidad frente a la otra (crudo), en consecuencia, la recuperación de crudo con la inyección de polímero aumenta debido a la disminución de la razón de movilidad entre las fases contenidas en el yacimiento. Por tanto la razón de movilidad se define como se muestra en la ecuación 2.3.

$$M_{D,d} = \frac{\lambda \text{ Desplazante}}{\lambda \text{ desplazada}} \quad (2.3)$$

Siendo la fase desplazante el agua y la fase desplazada el crudo, en este caso se está haciendo referencia a un proceso de imbibición, según la efectividad de este proceso se puede cuantificar la calidad de la implementación de polímero en el yacimiento. Existen dos escenarios de razón de movilidad entre los fluidos de yacimiento los cuales son:

$M > 1$ en esta situación el agua se mueve con mayor facilidad frente al crudo y por tanto puede ser capaz de llegar en un instante más corto a los pozos productores originándose de esta manera la producción temprana de agua, lo cual es el fenómeno llamado digitación o conificación viscosa. En su traducción al inglés se

conoce también como adedamiento o conificación en el área radial al pozo. Esta situación se denomina como un caso no favorable, ya que la producción de crudo se minimiza en respuesta al aumento progresivo de la producción de agua.

M<1 este caso es denominado por varios autores como favorable desde el punto de vista productivo, ya que en este caso el crudo se mueve con mayor facilidad frente al agua, logrando aumentar la producción de crudo y mitigar la producción de agua. La inyección de polímero busca lograr esta situación en el medio poroso aumentando la viscosidad de la fase acuosa, para originar que preferiblemente sea la fase de crudo la que se mueva en el yacimiento (Salager, 2002).

2.2.1.1.2. Polímeros

Un polímero es una molécula de gran tamaño que se compone de pequeñas unidades repetidas idénticas llamadas monómeros. Los polímeros poseen características anfifílicas, es decir, poseen afinidad por sustancias polares y no polares. Los polímeros solubles en agua contienen grupos hidrofílicos, segregados en bloques o insertados a lo largo de una cadena hidrofóbica y tienen la capacidad de formar soluciones acuosas aumentando al mismo tiempo la viscosidad de la solución. Las estructuras de los polímeros se clasifican como estructuras lineales, ramificadas o entrecruzadas, como se muestra en la figura 2.9. (López, 2004).

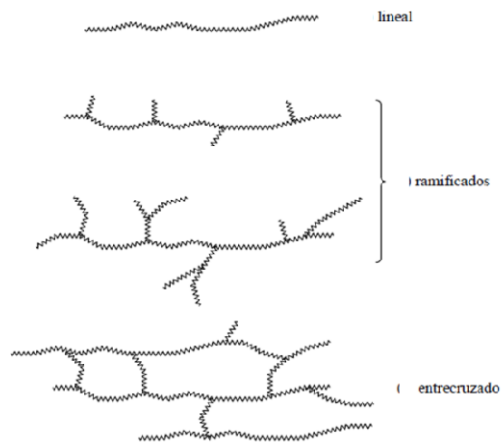


Figura 2.9. Estructuras de los polímeros. (López, 2004).

2.2.1.1.3. Clasificación de los polímeros

En la industria petrolera existen dos grandes grupos de polímeros que se utilizan con mayor frecuencia en los procesos de recuperación mejorada de crudo. Los cuales son los biopolímeros o polímeros naturales como polisacáridos y los polímeros sintéticos como las poliacrilamidas provenientes de un material sintetizado en laboratorio (Vera, 2003). Estos tipos de polímeros son usados en diversas industrias como agentes espesantes o como parte de los procesos de manufactura (Lake, 1989). Para el desarrollo de este trabajo especial de grado, estudiaremos a detalle las poliacrilamidas en su forma parcialmente hidrolizada (HPAM).

2.2.1.1.4. Poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM)

La poliacrilamida parcialmente hidrolizada tiene por unidad monomérica la molécula acrilamida y presentan una estructura lineal, dicha molécula se puede observar en la Figura 2.10. Las poliacrilamidas experimentan hidrólisis parcial al disociarse el enlace O-H, lo que causa que los grupos carboxilos COO^- , sean capaces de captar iones $^+$, en la mayoría de los casos Na^+ , K^+ . Por esta razón el polímero es llamado poliacrilamida parcialmente hidrolizada (López, 2004).

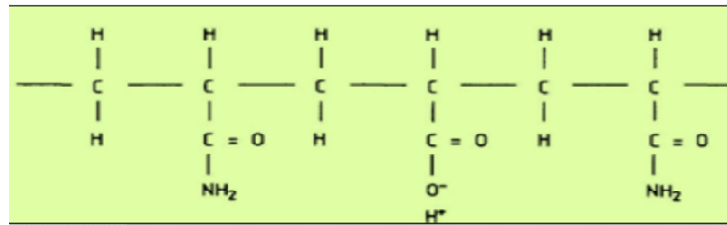


Figura 2.10. Estructura química del HPAM. (Pancharoen, 2009)

Los grados de hidrólisis de los monómeros han sido definidos para optimizar ciertas propiedades tales como solubilidad en agua, viscosidad, y retención. Si el grado de hidrólisis es muy bajo, el polímero no será soluble en agua, si es muy alto, las propiedades del polímero serán sensibles a la salinidad y la dureza del agua. (Sheng, 2010). Los grados típicos de hidrólisis de monómeros acrilamida se encuentran entre 25 y 35%; por lo tanto la molécula HPAM posee carga negativa, lo que cuenta para muchas de sus propiedades físicas.

La razón de aumento de viscosidad de los HPAM es debido a su elevado peso molecular, se encuentran entre $2\text{-}20 \times 10^6$ g/mol, lo cual lo hace atractivo comercialmente, ya que puede aumentar la viscosidad de la fase acuosa sin añadir gran cantidad del mismo. El aumento de la viscosidad se debe a la repulsión aniónica entre grupos cercanos de un mismo polímero con cargas iguales. La repulsión causa que la molécula en solución se alargue y acople a otro con una cadena de tamaño similar, este proceso genera que las soluciones de polímeros disminuyan su movilidad con el aumento de la concentración.

Si la salinidad del medio es alta, la repulsión entre los grupos cercanos se reduce significativamente debido a protección iónica, por lo que el polímero se dobla sobre sí mismo. Este enrollamiento causa una disminución en la efectividad del polímero debido a que los enganches entre moléculas de polímero son reducidos. En términos generales todas las propiedades de las HPAM muestran sensibilidad a la salinidad, lo que representa un limitante importante para su utilización en muchos yacimientos.

Sin embargo este polímero es de bajo costo y relativamente resistente al ataque de bacterias. (Aguirre, 2013).

La poliacrilamida parcialmente hidrolizada a utilizar en el desarrollo de este trabajo es también conocida por su nombre comercial FLOPAMM 3630S, posee un peso molecular de $20 \cdot 10^6$ g/mol y un porcentaje de hidrólisis de 25%.

2.2.1.1.5. Factores que afectan la inyección de soluciones de polímero en el medio poroso

Los polímeros como agente químico de inyección, presentan una serie de restricciones, por lo que es importante conocer el efecto de cada una de estas componentes sobre la eficiencia de la inyección de polímero en el medio poroso. Sin embargo, antes de comenzar a describir los parámetros que pueden afectar las soluciones poliméricas en el medio poroso, es relevante hablar acerca de la propiedad que se ve afectada bajo estos parámetros. Como se ha mencionado antes la viscosidad de las soluciones de polímeros es el parámetro fundamental que rige este tipo de sistemas de inyección, ya que como es conocido los polímeros tienen como principal objetivo aumentar la viscosidad de la fase acuosa y de esta manera mejorar la razón de movilidad del yacimiento (López 2004).

Mezger (2011), indicó que los polímeros en solución representan en el área de la reología a los fluidos conocidos como pseudoplásticos, por su característica de reducción de la viscosidad con el aumento de la tasa de corte.

Los polímeros por lo general son fluidos de tipo viscoelástico, es decir, exhiben una deformación permanente cuando el esfuerzo de corte aplicado supera el límite lineal visco elástico o el rango de elasticidad del polímero. Cabe destacar que para el caso particular de las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas el módulo de elasticidad de la solución es mayor que su módulo viscoso, es decir, presentan una estructura tipo gel ($G' > G''$).

A continuación entraremos en detalle con los factores que inciden en la viscosidad de las soluciones poliméricas.

- **Presencia de iones divalentes**

Los polímeros son sensibles a la presencia de altas concentraciones de sal. Los iones de Ca^{++} y Na^{++} , son comunes en el agua de formación contenida en el yacimiento, cuando estas sales divalentes entran en contacto con la solución polimérica, suponiendo que esta solución está constituida por poliacrilamida parcialmente hidrolizada, reducen bruscamente su viscosidad. Esto sucede ya que la sal al ser añadida neutraliza las cargas de las cadenas laterales de la poliacrilamida. Cuando la HPAM es disuelta en el agua, las largas cadenas de los grupos - COO - al quedar cargados negativamente se repelen entre sí, lo que hace que la molécula de polímero se estire, esto provoca un aumento del volumen hidrodinámico y de la viscosidad, luego cuando las sales divalentes son agregadas a las soluciones poliméricas protegen estas cargas negativas, entonces la repulsión se reduce, la molécula comienza a doblarse sobre sí misma y como resultado se tiene una reducción del volumen hidrodinámico y por lo tanto de la viscosidad. A baja hidrólisis, la viscosidad de la solución aumenta después que alcance un mínimo. A altas hidrólisis, la viscosidad de la solución disminuye bruscamente hasta que se produce la precipitación. (Weger et al, 2011).

Existe otra propiedad que es afectada por la presencia de los iones divalentes en las soluciones poliméricas, esta es la adsorción del polímero en la roca yacimiento. Vale destacar, que la cantidad de polímero adsorbido en la roca depende de la naturaleza de la roca y del polímero. Y en un sistema petrolero, la mayoría de las rocas están cargadas negativamente en su superficie. La presencia de iones divalentes y/o monovalentes cambian la carga neta total de la superficie rocosa, logrando hacerla ahora positiva. En tal contexto las cargas catiónicas de las sales presentes en el medio generan un puente entre el medio poroso y las soluciones poliméricas

aniónicas, provocando un aumento de la adsorción del polímero al medio poroso. Por tanto el aumento de la concentración de sales en el medio acuosa, genera un aumento en la adsorción del polímero al medio poroso (López, 2004).

- **Tasas de corte**

Las soluciones poliméricas no solo pueden degradarse químicamente, también lo hace físicamente. Esto gracias a los grandes esfuerzos de corte a las que son sometidas durante los diferentes procesos que conlleva la recuperación mejorada. En el proceso de preparación están expuestas a deformaciones por agitaciones mecánicas y/o magnéticas, durante el transporte deben pasar por tuberías, bombas y válvulas y en la inyección por las propias bombas de inyección, equipos que producen deformaciones a veces lo suficientemente grandes como para provocar deformaciones mecánicas de las moléculas de polímero.

En general los polímeros pueden clasificarse como fluidos no newtonianos, en específico fluidos pseudoplásticos; gracias a su tixotropía, estos fluidos tienen la característica de disminuir la viscosidad con el incremento del esfuerzo de corte. Por ello es importante tomar este parámetro en cuenta a la hora de la manipulación de dichas soluciones. En la figura 2.11, se muestra los dos comportamientos definidos para la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (Weger et al, 2011), en el que se observan dos tipos de comportamiento: el comportamiento tipo I, realizado a bajas tasas de cizallamiento y en el que la viscosidad presenta un incremento leve en el tiempo. Y el comportamiento tipo II, a altas tasas de cizallamiento, en el que se observa un incremento brusco en la viscosidad seguido por oscilaciones de la misma. Vale destacar que dicho comportamiento reopéctico, se vería seriamente reducido por la presencia de iones de sal en la solución (López, 2004).

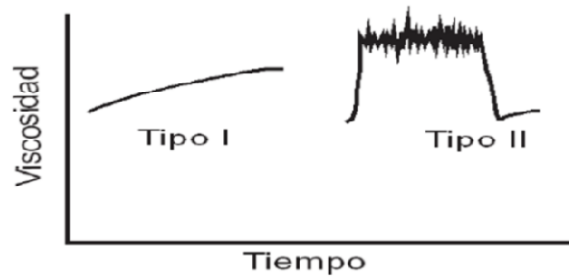


Figura 2.11. Tipos de comportamiento para soluciones poliméricas de HPAM (Weger et al, 2011)

- **Efecto de la temperatura**

Según la ecuación de Arrhenius (Ecuación 2.4), a una velocidad de cizallamiento baja, la viscosidad aparente de las soluciones de polímero disminuye con el incremento de la temperatura.

$$\mu_p = A_p * \exp \left[\frac{E_a}{R * T} \right] \quad (2.4)$$

Donde:

A_p :factor de frecuencia

E_a : energía de actividad de la solución de polímero,

R : constante universal de los gases

T : temperatura absoluta.

La anterior ecuación muestra que al aumentar la temperatura, la viscosidad disminuye rápidamente. El aumento de la temperatura, incrementa la energía de actividad (E_a) en las cadenas de polímero y mejora la molécula, lo que puede traducirse como una reducción a la fricción entre las moléculas, por lo tanto, se reduce la resistencia al flujo y disminuye la viscosidad. Existen diversos valores de E_a para cada polímero, en el caso de la HPAM, tiene dos valores. Cuando la temperatura se encuentra por debajo de los 35°C, la E_a es baja y la viscosidad no se

ve afectada en gran medida, pero cuando la temperatura supera los 35°C, la E_a es alta y la viscosidad es más sensible a las variaciones en la temperatura. (Sheng, 2010). Para efectos de este trabajo especial de grado, la temperatura se mantuvo constante en cada experimento, así como en la caracterización de las soluciones poliméricas.

2.2.1.1.6. Ventajas de la inyección de polímeros

- Mejoran la eficiencia de barrido vertical del yacimiento.
- Reducen la movilidad efectiva del agua en el yacimiento.

2.2.1.1.7. Desventajas de la inyección de polímeros

- Puede degradarse mecánicamente al ser expuesto a altos esfuerzos de corte
- Los polímeros sintéticos son fuertemente atacado por la salinidad. Por ello no es recomendable su aplicación en zonas donde la salinidad del agua de formación es alta.
- Se degradan al ser expuesto a altas temperaturas ($T > 80^\circ\text{C}$).
- En las zonas de arcillas la absorción del polímero aumenta considerablemente.
- Si la viscosidad del crudo es alta, las concentraciones de polímeros deben ser igualmente alta para lograr una razón de movilidad favorable ($M < 1$).
- No son recomendables en yacimientos altamente fracturados o con fracturamiento moderado, en lugar de la inyección de polímero tradicional se debe aplicar inyección de polímero gelificado.

Luego de un proceso de inyección de polímeros, entran en juego los fluidos de producción. Generalmente caracterizado por ser emulsiones de agua en crudo o crudo en agua con contenido polimérico.

2.2.1.2. Emulsiones

Una emulsión es un sistema constituido por dos fases líquidas inmiscibles, donde una de las cuales se encuentra dispersada en forma de pequeñas gotas dentro de la otra y cuya estructura es estabilizada por un agente surfactante denominado emulsionante. Este tipo de sistema es termodinámicamente inestable dado que la energía libre interfacial es de tal magnitud que existe una fuerte tendencia a minimizar la superficie de contacto y en consecuencia, a producir la separación de las fases (Salager, 1993).

A la fase líquida que se encuentra dispersa, se le denomina fase interna o dispersa, mientras que al que lo contiene, se le denomina fase continua o fase externa de la emulsión (Guanchez, 2005). Para formar una emulsión se requieren las siguientes condiciones:

- Líquidos inmiscibles.
- Presencia de surfactante, para estabilizar la fase dispersa al formar una película elástica que rodee la superficie de las gotas.
- La agitación por un determinado tiempo e intensidad para dispersar un líquido en el otro en forma de pequeñas gotas (Salager, 1993).

La estabilización de la superficie de contacto, se debe a la reducción de la energía libre por la presencia de un surfactante; sin embargo, estos sistemas siguen siendo termodinámicamente inestables y tienden eventualmente a separarse con el tiempo. Para efectos de este trabajo se trabajará con los surfactantes naturales presentes en el crudo, por lo que es importante definir los mismos.

2.2.1.2.1. Surfactantes Naturales

Se definen como macromoléculas con actividad interfacial. Su estructura molecular los caracteriza por contener dos grupos que difieren ampliamente en sus relaciones

de solubilidad, un grupo polar (hidrofílico) junto a un grupo apolar (hidrófobico o lipofílico). En la figura 2.12, se puede observar la estructura de los surfactantes.

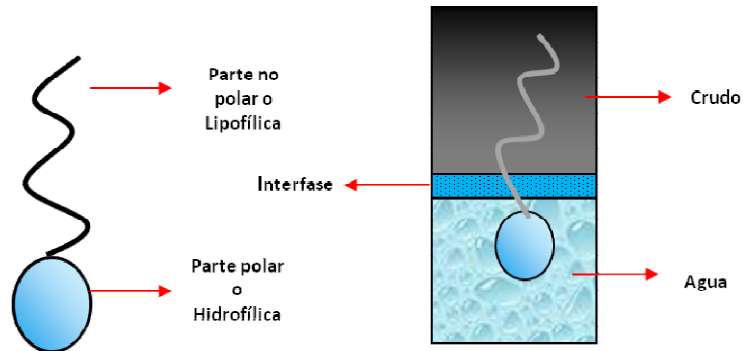


Figura 2.12. Estructura de un surfactante. (Irima, 2014).

Son compuestos que están presentes en la mayoría de los crudos pesados, extrapesados y bitúmenes que poseen propiedades tensoactivas. Su composición consta de ácidos carboxílicos, fenoles, esterres y aminas de diferentes pesos moleculares. Los compuestos ácidos en su mayoría ácidos carboxílicos, cuando están en contacto con una fase acuosa alcalina, producen sales (jabones) con una alta actividad interfacial.

Los surfactantes naturales son altamente versátiles, producen emulsiones tipo aceite en agua y agua en aceite (estos últimos se verán con detalle en este trabajo especial de grado), así como también producen microemulsiones. Generan una película interfacial altamente compacta, es decir, producen emulsiones muy estables y ocasionan tensiones interfaciales bajas y ultra bajas alrededor de 10^{-3} . (Gutiérrez, 1992).

Estos surfactantes pueden adsorberse en la interfase de la gota de agua y formar una película rígida que resulta en una alta estabilidad de la emulsión agua en crudo formada. Estas moléculas también pueden apilarse en micelas y se forman de las fracciones ácidas de asfaltenos, resinas, ácidos nafténicos y materiales parafínicos. En la figura 2.13, se observan las propiedades de los surfactantes.

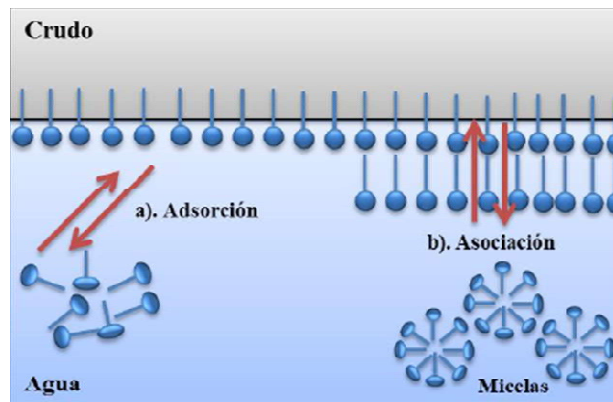


Figura 2.13. Propiedades de los surfactantes. (Gutiérrez, 1992).

- **Adsorción**

La adsorción es un fenómeno espontáneo impulsado por la disminución de energía libre del surfactante al ubicarse en la interfase y satisfacer parcial o totalmente su doble afinidad. La adsorción de un surfactante en una superficie gas-líquido o una interfase líquido-líquido, produce en general una reducción de la tensión interfacial superficial de donde proviene el nombre de “tensoactivo”. La disminución de la tensión favorece la deformación y ruptura de la interfase, originando la formación de sistemas dispersos (Gutiérrez, 1992).

- **Asociación:**

Es un fenómeno impulsado por efectos hidrófobos cuando se añade más surfactante a una solución acuosa, lo cual provoca que se formen micelas a partir de una cierta concentración llamada concentración micelar crítica (CMC) (Gutiérrez, 1992).

Una vez definido el concepto de emulsión y aclarado el apoyo en los surfactantes naturales como agentes tensoactivos para lograr las mismas, pasamos a su clasificación.

2.2.1.2.2. Clasificación de las emulsiones

En la mayoría de los casos en los cuales se realiza una emulsión con dos fases líquidas inmiscibles, uno de los líquidos representa la fase acuosa y el otro la fase

oleica; se emplean las abreviaturas por sus siglas en inglés W (water) para el agua y O (oil) para el petróleo respectivamente. Partiendo de esto, se pueden considerar dos tipos de emulsiones: las emulsiones de aceite en agua (O/W) donde el petróleo es la fase dispersa y las emulsiones de agua en aceite (W/O) en las que es el agua la fase dispersa (Salager, 1993)

- **Emulsiones de aceite en agua (O/W)**

Este tipo de emulsión contiene gotas de aceite dispersas en el agua. Es considerada una emulsión normal para todas las aplicaciones a excepción de la industria petrolera, en la que es llamada emulsión inversa.

- **Emulsiones de agua en aceite (W/O)**

En este caso, las gotas de agua se encuentran dispersadas en el aceite. Este tipo de emulsión es considerada normal para la industria petrolera e inversa para el resto.

El estudio en este trabajo especial de grado, se enfocará en emulsiones agua en crudo.

2.2.1.2.3. Propiedades de las emulsiones

A la hora de estudiar las propiedades físicas de una emulsión, se debe considerar la importancia que tienen estas variables en el proceso de estabilidad de las mismas. Generalmente las emulsiones son sistemas heterogéneos que presentan en gran medida inestabilidad en su estructura. Las propiedades, dependen en gran manera de la composición de la emulsión y de su propia formulación. La caracterización de las propiedades de una emulsión, otorgará una medida de la estabilidad de la misma. Por lo tanto, se evaluará la incidencia del diámetro de gota y la viscosidad sobre el comportamiento de la emulsión y como propiedades más relevantes.

- **Tensión interfacial**

La tensión interfacial es definida como la energía libre existente en la zona de contacto que separa a dos fluidos inmiscibles, estando estos fluidos en la misma

fase. Esta energía es la consecuencia de las tensiones superficiales de cada fluido por separado y es la principal responsable que no exista emulsificación espontánea entre los dos fluidos. Sin embargo una reducción de la tensión interfacial no es suficiente para asegurar la estabilidad de una emulsión. En trabajos recientes se ha descubierto que los sistemas de tensión ultra baja producen emulsiones inestables. Las fracciones de resina y asfaltenos tienden a reducir la tensión interfacial en 15 y 25 mN/m respectivamente (Salager, 2002)

- **Diámetro de gota**

En un sistema emulsionado, la distribución del tamaño de gotas no siempre es uniforme, en la práctica las emulsiones con los diámetros de gotas más pequeños y con distribución uniforme de los mismos, favorecen la estabilidad del sistema bifásico. Por lo tanto, a medida que el tamaño de partícula va aumentando y la distribución se hace menos uniforme, la estabilidad de la emulsión disminuye.

En otras palabras, la estabilidad de una emulsión es inversamente proporcional al diámetro de las gotas de la fase dispersa.

Es importante resaltar otro de los factores que se conjugan con el diámetro de partícula para la estabilidad de una emulsión. Si la concentración del surfactante aumenta, la estabilidad de la emulsión es mayor, debido al cambio en el área interfacial del sistema (Guanchez, 2005).

- **Viscosidad**

La viscosidad de un sistema emulsionado puede verse afectado por múltiples factores, esto se debe principalmente a la complejidad de los sistemas emulsionados. Los factores pueden ser de naturaleza física o físico-química. Salager (1993), plantea que los principales factores que pueden afectar el comportamiento de las emulsiones son:

- ✦ Viscosidad de la fase externa, ya que existe una relación de proporcionalidad entre la viscosidad de la emulsión y la viscosidad de la fase externa, esto es posible en una emulsión con bajo contenido de fase interna, para emulsiones con más del 70% de fase interna ya no es aplicable.
- ✦ Proporción de la fase interna, la viscosidad varía conforme al contenido de gotas de la fase dispersa; a mayor cantidad de gotas, mayores interacciones entre ellas y por tanto mayor viscosidad.
- ✦ Tamaño de gota, cuando existe mayor polidispersidad en el tamaño de las gotas, menor es la viscosidad.
- ✦ Viscosidad de la fase interna, no incide directamente en la viscosidad de una emulsión, pero si lo hace en el diámetro de gota.
- ✦ Efecto de la formulación, a mayor cantidad de emulsionante, el diámetro de gota de la fase dispersa es menor y provocará una baja tensión interfacial, estas condiciones provocan que las gotas de bajo diámetro se alineen paralelamente en dirección al plano de corte y por ende la viscosidad disminuya.

- **Tipo de crudo:**

Generalmente los crudos de base parafínica no forman emulsiones estables, mientras que los crudos nafténicos y de base mixta sí. Las ceras, resinas, asfaltenos y sólidos pueden influenciar la estabilidad de una emulsión. Por lo tanto el tipo de crudo determinará la cantidad y el tipo de los emulsionantes naturales.

2.2.1.2.4. Estabilidad de una emulsión

La estabilidad se refiere a la resistencia que presenta una emulsión a la separación de sus fases acuosa y oléica. Puede medirse observando el tiempo requerido para que se cumpla la separación de fases en la emulsión (Salager, 1993). Otro factor importante para la estabilidad de una emulsión es la proporción de fase interna. Una

emulsión estable puede formarse para una gran cantidad de volumen de mezcla, pero la emulsión de máxima estabilidad ocurrirá a una relación de agua y crudo dada, dependiendo claro está del tipo de crudo. Para las emulsiones de crudo pesado en agua, la proporción típica está entre 70-75% v/v. A valores superiores de 75-80% v/v de fase dispersa, la emulsión alcanza su punto de inversión.

2.2.1.2.5. Mecanismos involucrados en la ruptura de una emulsión

Como se ha discutido anteriormente la estabilidad de un sistema emulsionado es relativa, en el proceso de desestabilización de una emulsión se pueden involucrar diferentes mecanismos, los cuales pueden actuar individual o de manera combinada. Estos mecanismos son los siguientes:

- **Sedimentación**

La sedimentación o sedimentación inversa (cremado) de las gotas de una emulsión se produce debido a la diferencia de densidades entre las fases. En este mecanismo el tamaño de gota no cambia y la emulsión puede recuperarse mediante agitación. Las emulsiones con tamaño de gota menores de 0.1 μm exhiben estabilidad cinética frente a la sedimentación como consecuencia de que la baja velocidad de sedimentación estaría compensada por el movimiento Browniano de las gotas.

- **Floculación**

Consiste en la agregación o agrupación de las gotas de una emulsión. En este proceso la medida de las gotas no se modifica y la emulsión original también puede recuperarse mediante una agitación suave (proceso reversible). La floculación suele provocar un aumento en las velocidades de sedimentación debido a que los agregados de gotas pueden ser de medida muy grande y sedimentan rápidamente. No está claro si las gotas pueden adherirse por deformación y formar una película plana. Además la presión de Laplace es muy grande en las gotas pequeñas y podría

oponerse a la deformación de las gotas pero la agitación térmica en estas incrementa los choques, facilitando la deformación de las mismas.

- **Coalescencia**

Consiste en la fusión de gotas dando lugar a la formación de gotas más grandes. Es un proceso irreversible y conduce a la separación de las fases de la emulsión. Se considera que las moléculas de surfactante que estabilizan las gotas de las nanoemulsiones son adsorbidas en la interfase agua/aceite en forma de monocapas, aunque a veces como bicapas y multicapas. Otros estudios reportan que se comportan como esferas rígidas, lo que ocasiona que las gotas no se deformen lo suficiente para formar una película plana entre gotas floculadas evitándose la coalescencia (Salager, 1993).

- **Maduración de Ostwald**

Consiste en el crecimiento de las gotas más grandes de la emulsión a expensas de las más pequeñas. En una emulsión polidispersa existe una diferencia de presión entre las gotas de distintos tamaños. Si la fase dispersa es soluble en la fase continua, las moléculas de esta fase difundirán desde las gotas pequeñas a las grandes. Este mecanismo es altamente dependiente de las características iniciales de las nanoemulsiones, es decir del grado de polidispersión de las gotas y de las interacciones entre éstas.

La velocidad de maduración de Ostwald puede ser disminuida formando emulsiones con baja polidispersión en el tamaño de gota, o añadiendo un segundo componente a la fase dispersa que sea insoluble en la fase continua. El uso de surfactantes fuertemente adsorbidos en la interfase agua/aceite (surfactantes poliméricos), que no puedan generar dispersión fácilmente, consiguen disminuir la velocidad del proceso.

La figura 2.14, muestra los fenómenos involucrados en la ruptura de una emulsión.

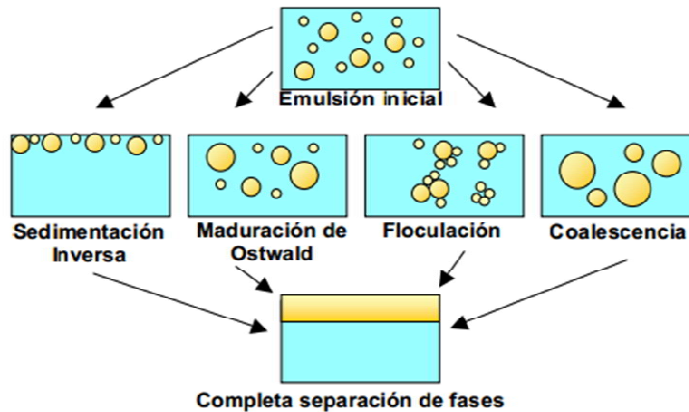


Figura 2.14. Mecanismos de desestabilización de una emulsión (Becher, 1972).

La desestabilización de las emulsiones es importante en la industria petrolera a la hora del transporte y comercialización del crudo. Debido a que la presencia de agua en el crudo, disminuye su densidad y por tanto la $^{\circ}$ API y bien es sabido que el precio del crudo depende en gran medida de ese factor; además que el agua no tiene valor agregado y disminuye el volumen que pudiese ser ocupado por el crudo. Por lo tanto, se vuelve necesario romper dichas emulsiones con el fin de deshidratar el crudo.

2.2.1.3. Deshidratación de crudo

La deshidratación de crudos es el proceso mediante el cual se separa el agua que se encuentra asociada al crudo en forma de una emulsión W/O; con el fin de reducir su contenido a un porcentaje previamente especificado, generalmente por debajo del 1% (Layrisse et al, 1984). La presencia de agua en el crudo es indeseable no sólo porque es una impureza sin valor, sino porque el agua contiene sales inorgánicas que pueden provocar corrosión en las instalaciones de transporte y refinación. Como se ha explicado anteriormente, las emulsiones no son sistemas estables, por lo que se requiere suministrarle energía para su formación. Esta energía es suministrada en el proceso de producción y transporte por efectos mecánicos. Estos efectos están constituidos por el movimiento del crudo a través de las líneas de

producción, bombas, válvulas de alivio; donde se producen efectos de turbulencia, cizallamiento y agitación. De no ser estabilizadas, estas dispersiones se romperían fácilmente sin producir mayores inconvenientes, pero se ha reportado ampliamente que la estabilidad de las emulsiones de agua en crudo es de origen estérico (Ross, 1993).

Salager, en 1987, propuso un enfoque comprensivo del proceso de deshidratación, utilizando sistemas modelos que simulan los surfactantes naturales que se encuentran en el crudo y la adición de una química deshidratante. El mecanismo físico-químico de acción de los agentes deshidratantes está asociado a la formulación óptima del sistema ($SAD=0$), en la cual se producen emulsiones extremadamente inestables. Para alcanzar la formulación óptima es necesario adicionar una química deshidratante que al mezclarse con los surfactantes naturales lipofílicos produzca una emulsión inestable, en la figura 2.15, se puede observar dicho proceso.

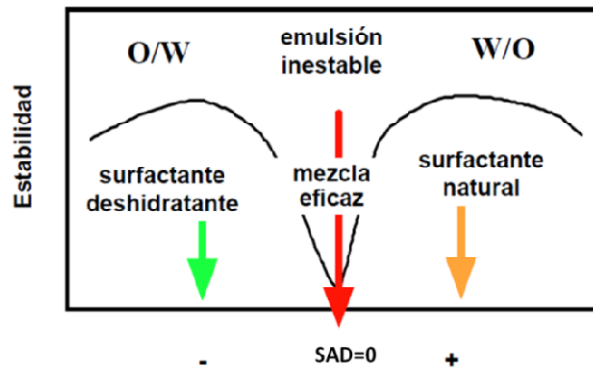


Figura 2.15. Variación de la estabilidad de la emulsión con la formulación, aplicada a deshidratación de crudos (Salager, 1987).

Los valores de estabilidad y el aspecto simétrico o asimétrico de su variación con el SAD, dependen de cada caso particular, pero la premisa es la misma: al acercarse a la formulación óptima, la estabilidad de una emulsión se reduce considerablemente. Tal reducción es mucho mayor a la que se puede obtener por modificación de los

parámetros físicos como la viscosidad de la fase externa, tamaño de gota o diferencia de densidad, involucrados en la primera etapa de la ruptura de una emulsión (Salager, 1987).

Como métodos de tratamiento más comunes para retirar el agua del crudo, tenemos:

- Separación del gas y líquido a medida que pasan por el aparataje de producción.
- Asentamiento de los sistemas bajo régimen de turbulencia, para promover la separación del agua libre.
- Adición de química desemulsificante o desestabilizadores de emulsiones. Uso de tanques de lavado.
- Calentamiento para reducir la viscosidad y acelerar el proceso de separación de fases.
- Aplicación de campo eléctrico.
- Tratamiento mecánico o incremento del área interfacial para promover la coalescencia de las gotas de agua.

Estos métodos pueden clasificarse como físicos y químicos. Los físicos, tales como eléctricos, térmicos y gravitacionales, tienen como finalidad incrementar la frecuencia en la colisión entre las gotas, mientras que los métodos químicos intentan hacer la estabilidad de la película de gotas suficientemente débil para disminuir la resistencia a la coalescencia. Esta última será el tipo de método a utilizar para el desarrollo de este trabajo.

2.2.1.3.1. Acción de la química deshidratante:

Salager en 1987, demostró que el mecanismo fisicoquímico de acción de los agentes deshidratantes o desemulsionantes, está asociado a la formulación química óptima del sistema en el que la diferencia de afinidad del surfactante es nula ($SAD=0$, por sus siglas en inglés).

Dicha formulación óptima se define básicamente como un estado de equilibrio del surfactante para las fases oléica y acuosa. En esta formulación intervienen diferentes variables tales como: salinidad, relación agua crudo, temperatura, entre otras, que permitirán alcanzar el equilibrio hidrofílico/lipofílico.

En un sistema surfactante/agua/aceite, la formulación óptima se logra con la aparición de un sistema trifásico, esto tras realizar un barrido unidimensional de cualquiera de las variables. Para el caso de las emulsiones de agua en crudo es difícil observar la generación del sistema trifásico, por su parte se detecta por el proceso de coalescencia y la evolución de la tensión interfacial dinámica (Salager, 1987)

Para conseguir ese proceso en emulsiones de agua en crudo, se debe añadir una química hidrofílica de peso molecular promedio o bajo, ya que los surfactantes naturales presentes en el crudo son lipofílicos. Los surfactantes hidrofílicos se solubilizan en un solvente de hidrocarburo de tipo aromático para viajar por difusión y convección por la fase externa de la emulsión, es decir, el petróleo crudo y adsorberse en la interfase de la gota de agua.

Estos surfactantes hidrofílicos tienen principalmente tres (3) efectos una vez que han sido absorbidos en la interfase agua-aceite; el primero es la inhibición de la formación de una película rígida, el segundo, el debilitamiento de la película volviéndola compresible y el tercero y más importante, el cambio en la formulación del sistema para alcanzar la condición de $SAD=0$ (Salager, 2002).

Para el desarrollo de este trabajo especial de grado, se utilizará una química deshidratante, por lo tanto se recurrirá a pruebas de botellas para evaluar el comportamiento de las emulsiones bajo el efecto de la mencionada química.

2.2.1.3.2. Pruebas de botella

Los desemulsionantes deben ser dosificados en forma continua en una relación determinada por pruebas de botella y/o pruebas de campo. Según Salager en 2002,

la dosificación puede variar entre 10 y 100 ppm, utilizando mayores concentraciones para los crudos más pesados. El exceso de dosificación de desemulsificante puede estabilizar aun más la emulsión de agua en crudo o bien producir la inversión de la misma.

Esquemmatizando el proceso de realización de pruebas de botellas, se seleccionan varias botellas graduadas y se añade 100 ml de la emulsión fresca o recién preparada en laboratorio, se dosifican las diferentes concentraciones del producto deshidratante a cada botella dejando un blanco (una botella sin química desemulsificante), se homogeniza la mezcla y se colocan las botellas en un baño termostático a la temperatura deseada. Y cada cierto tiempo se realiza la lectura del volumen del agua coalescida, prestando atención a la calidad de la interfase a las características del agua preparada y a las paredes del tubo. Con estos datos se procede a graficar el porcentaje de agua separada en función del tiempo.

Seleccionar el desemulsificante adecuado para una emulsión es considerado por muchos en la literatura como un arte, por lo tanto la elección del mismo se llevará a cabo mediante la realización de pruebas empíricas a nivel de laboratorio, también conocidas como pruebas de botella. Este tipo de prueba ha sido estandarizada como prueba de selección de dichos productos. Ayudan a determinar cual química puede ser más efectiva para romper las emulsiones de campo. Obteniendo resultados que indican la menor cantidad de química necesaria para separar la mayor cantidad de agua en una emulsión de agua en crudo. En la figura 2.16, se muestra una representación de lo que sería el cumplimiento de $SAD=0$, mediante la realización de pruebas de botella (Salager, 2002).

Por lo que la estabilidad de la emulsión se relacionara directamente con los porcentajes de fases separadas después de un tiempo determinado. Salager en 1999, demostró que este tipo de resultados han sido satisfactorios cuando se realiza un buen análisis de los mismos.

Una vez obtenida la gráfica de volumen coalescido en función del tiempo, se procede a su análisis. La curva posee una forma sigmoide, como se muestra en la figura 2.17, esta curva es característica de un proceso con varias etapas. Durante un período inicial no se separa ningún tipo de volumen, este periodo de iniciación corresponde a la sedimentación de gotas y al drenaje de la fase externa hasta alcanzar una emulsión compactada en la cual las gotas no se tocan.

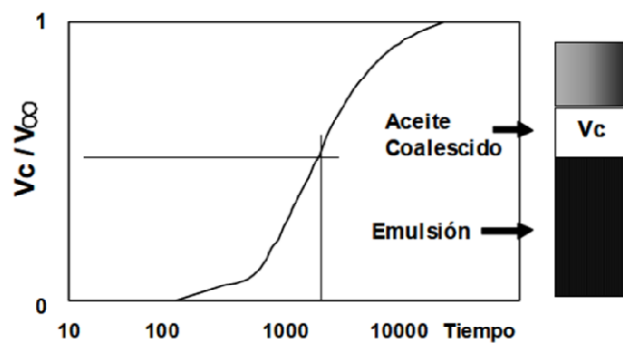


Figura 2.17. Curva característica obtenida de las pruebas de botella (Salager, 2002).

Las gotas en realidad se encuentran separadas por una película delgada de fase externa, en la cual la interacción entre la interfase comienza a jugar un papel importante, produciendo un efecto notable de retraso en el proceso de coalescencia. Cuando la película intergota llega a alcanzar un espesor de aproximadamente 200 \AA , son susceptibles a romperse, dando paso a la coalescencia de las gotas y la previa formación de un volumen de fase separado. Esta etapa corresponde a la parte ascendente de la curva.

Con el fin de cuantificar la estabilidad, Salager propone usar el tiempo requerido para que coalesca la mitad o alguna otra fracción del volumen de fase interna; en la

figura 2.18, se observa una curva de estabilidad en la que establece una fracción de 2/3 del volumen de fase interna. Utilizando ese volumen como referencia para cada botella.

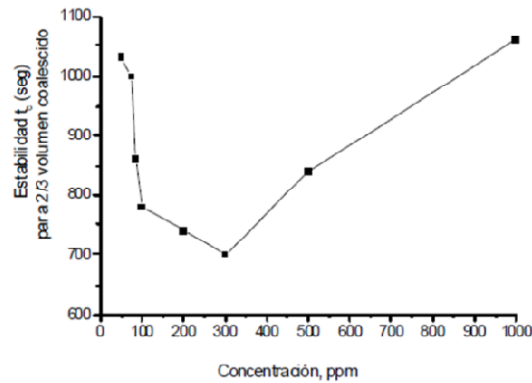


Figura 2.18. Curva de estabilidad para un volumen fijo de fase interna de 2/3 (Salager, 2002).

2.2.1.4. Pruebas de desplazamiento

Las pruebas de desplazamiento roca-fluido (core-flood) simulan el proceso de depletamiento de la presión similar al que ocurre durante la producción y predice los cambios en las propiedades del fluido asociadas a la evolución del gas en el aceite así como determinar el factor de recobro de un método de recuperación a escala de laboratorio. Consiste en determinar la cantidad de crudo que se puede recuperar, a través de la inyección de un fluido de prueba en un núcleo real o de arenisca de Berea, a condiciones de temperatura y presión similar a la del yacimiento en estudio. En general un equipo para pruebas de desplazamiento consiste de tres subsistemas básicos: inyección de fluidos, simulación de las condiciones del yacimiento, y medición del diferencial de presión, así como un equipo de apoyo complementario. Los resultados obtenidos en las pruebas de desplazamiento consisten en información básica para los datos de entrada de estudios de simulación numérica a escala de laboratorio y yacimiento para el diseño final de proyectos y desarrollo de evaluaciones económicas.

Capítulo III

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

3.1. Cuenca oriental de Venezuela

Ubicada en la zona centro oriental del país, se encuentra la cuenca oriental. Con un área total de 165.000 km², entre los estados Anzoátegui, Delta Amacuro, Guárico y Monagas.

Está limitada al Norte por el Cinturón Móvil de la Serranía del Interior Central y Oriental; al sur por el Río Orinoco, desde la desembocadura del Río Arauca por el Este hasta Boca Grande; el Este de la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al este de la costa del Delta del Orinoco; y al Oeste, limita con el levantamiento de El Baúl y su conexión con el Cratón de Guayana, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao (Yoris, 1997). En la figura 3.1, se representan las diferentes cuencas petrolíferas del país y en la que se puede ubicar la cuenca oriental.

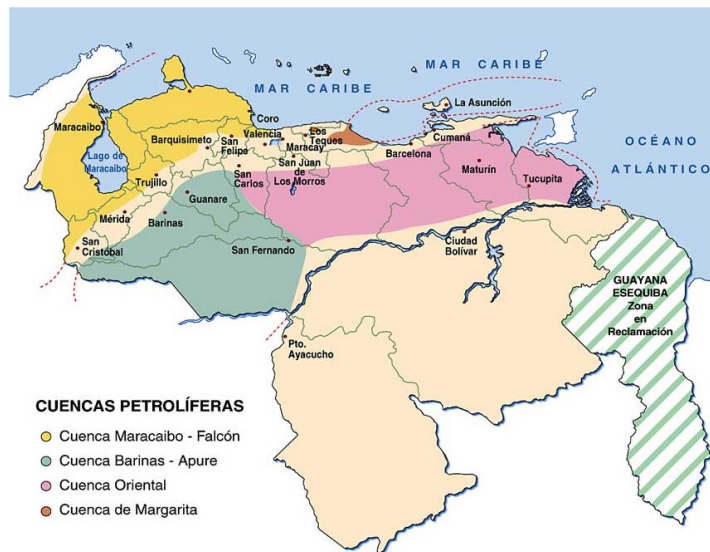


Figura 3.1. Distribución de las cuencas petrolíferas de Venezuela. (Yoris, 1997).

3.2. Faja Petrolífera del Orinoco (FPO)

La FPO se encuentra ubicada en el borde meridional de la cuenca Oriental de Venezuela con una extensión de aproximadamente 70.000 km², en las áreas de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, así como el Delta Amacuro. Es considerada la acumulación de reservas de petróleo pesado y extrapesado más grande que existe en el mundo, con un aproximado de 258.809 MMB en petróleo acumulado. En el marco del proyecto socialista Magna Reserva, los estudios realizados indican que es posible extraer hasta un 20% del POES. (PDVSA, 2016).

Está dividida en cuatro (4) zonas de exploración y producción, las cuales son: Boyacá antiguamente conocida como Machete, Junín (antes Zuata), Ayacucho (antes Hamaca) y Carabobo (antes Cerro Negro). La zona de explotación tiene unos 11.593 km², con una producción de 1.356 MMBD. (PDVSA, 2016). Las cuatro áreas anteriormente mencionadas, se encuentran subdivididas en 27 bloques. En la figura 3.2, se observa la ubicación geográfica de la FPO, así como la distribución de las cuatro zonas y sus bloques.

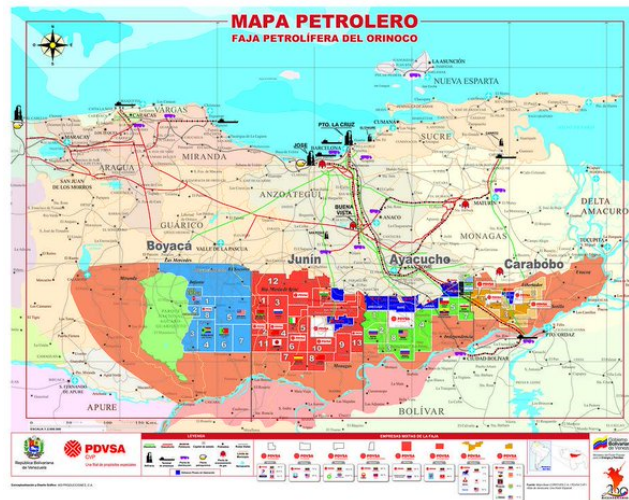


Figura 3.2. Mapa petrolero (PDVSA, 2016).

3.3. Descripción del campo en estudio

El presente trabajo de investigación se basó en las características de emulsiones provenientes de las corrientes de producción de la empresa mixta Petrocedeño, en un campo ubicado en el bloque Junín, anteriormente conocido como Zuata, localizado en la FPO. El área de interés es específicamente una zona operada por la empresa mixta Petrocedeño (PDVSA – TOTAL de Francia y STATOIL de Noruega), producen un crudo extrapesado, de aproximadamente unos 8° API, con una viscosidad de 2000 a 7000 cP a condiciones de Yacimiento, y una presión de 500 psi con temperaturas de 60°C. El yacimiento posee una porosidad promedio entre un 35-40%, con permeabilidades entre 5 y 10 Darcys, es un yacimiento de arenas no consolidadas. Las arenas productoras del campo provienen de un sistema depositacional de origen deltaico y fluvial (PDVSA, 2006).

Capítulo IV

METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

4.1. Tipo de investigación

Considerando los objetivos planteados en este Trabajo Especial de Grado, esta investigación se considera una investigación explicativa. En cuanto a este tipo de investigación, Arias F. (2012) define que:

“La investigación explicativa se encarga de buscar el porqué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto. En este sentido, los estudios explicativos pueden ocuparse tanto de la determinación de las causas (investigación post facto), como de los efectos (investigación experimental), mediante la prueba de hipótesis. Sus resultados y conclusiones constituyen el nivel más profundo de conocimientos.”

Este trabajo investigativo, se considera de tipo explicativa, ya que se persigue la determinación de la influencia del polímero HPAM 3630S en la formación y estabilidad de las emulsiones con crudo provenientes de la estación de Petrocedeño.

4.2. Diseño de la investigación

Al observar la metodología propuesta, puede determinarse que este Trabajo Especial de Grado, se desarrolla bajo un diseño experimental. Según Arias (2012), este tipo de diseño se caracteriza por someter a un objeto o un grupo de individuos a determinadas condiciones, estímulos o tratamientos, que vendrían siendo las

variables independientes; con el fin de observar los efectos o reacciones que se producen (variables dependientes).

Para lograr el objetivo planteado, se desea jugar con todas las variables de formulación en el proceso de emulsión como tiempo y velocidad de mezclado, relación agua-crudo, concentración de polímeros, presencia de sólidos y con esto observar el comportamiento de las emulsiones mediante la determinación de su viscosidad, diámetro de gota y estabilidad. Obteniendo una relación causa-efecto, en el marco del diseño experimental.

4.3. Población y muestra

Para el desarrollo de esta investigación se trabaja con muestras de crudo proveniente de Petrocedeño, específicamente de los pozos SD-19, SD-21, SD-22, SD-29 y SD-30, pertenecientes al proyecto piloto de inyección de una solución acuosa de HPAM 3630S, como método de recuperación mejorada. Población ubicada en el bloque Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco.

4.4. Materiales utilizados

Para el desarrollo de la fase experimental de este trabajo especial de grado, se utilizaron los siguientes materiales:

- Vaso de Precipitado de 100, 500 y 1000 ml.
- Balón aforado de 200 ml.
- Vidrio de Reloj.
- Espátulas pequeñas y medianas.
- Perlas de ebullición.
- Frascos de 500 y 1000 ml.
- Jeringas de 5 y 12ml.

- Balón de destilación de 1000 ml.
- Micropipeta de 100 μ l.
- Puntas de micropipetas.
- Zanahorias de 100 ml.
- Tapones de goma.
- Cronómetro.
- Varilla de fibra de vidrio.
- Termómetro.

4.5. Insumos utilizados

Los insumos utilizados para el desarrollo de la parte experimental, se listan a continuación:

- Agua desionizada o desmineralizada.
- $\text{MgCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ Merck.
- $\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ Merck.
- NaCl Merck.
- KCl Merck.
- NaHCO_3 Merck.
- Xileno.
- Kerosene.
- Poliacrilamida parcialmente hidrolizada, HPAM (FLOPAMM 3630S por su nombre comercial): Es un polímero aniónico con un alto peso molecular de

20×10^6 g/mol, posee gran poder viscosificante, pero es susceptible a la degradación bacteriana y a la presencia de sales en el medio.

- Crudo Extra Pesado proveniente de la estación de Petrocedeño.
- Agua de formación sintética: La composición de la misma fue suministrada por la empresa mixta y se muestra en la tabla 4.1.

Tabla 4.1. Composición para la formulación del agua de formación.

Cálculo de preparación agua de formación Petrocedeño	
Compuesto	%
MgCl ₂	0,0121
CaCl ₂	0,0019
NaCl	1,16
KCl	0,021
NaHCO ₃	0,0687

- Nafta en existencia de 50°API @ 25°C.
- Arena sintética 70-100 US mesh. Con potencial Z de -54 mV
- Química Desemulsificante: La química desemulsificante utilizada para las pruebas de deshidratación, fue suministrada por la empresa Clariant mediante el código 6276, ya que dicha empresa es la encargada de surtir a petrocedeño de la mencionada química y esta ha sido diseñada para cumplir con las especificaciones de crudo en cuanto a %AyS.

4.6. Equipos utilizados

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

4.6.1. Balanza digital y analítica

Instrumentos utilizados para medir la masa de los líquidos y reactivos. Para la preparación de las diferentes emulsiones y soluciones acuosas presentadas en este trabajo se empleó una balanza digital marca METTLER, modelo FJ6000, con apreciación de ± 0.01 g, y una balanza analítica Marca Mettler-Toledo MS series, con apreciación de ± 0.0001 g. La figura 4.1, muestra las balanzas utilizadas a la derecha se ubica la balanza FJ6000 y a la izquierda, encontramos la balanza analítica.



Figura 4.1. Balanzas: digital y analítica.

4.6.2. Hornos de calentamiento

Las pruebas de botella y la prueba de desplazamiento de la solución polimérica fueron realizadas en hornos. Para las pruebas de botella, se utilizó el horno marca BLUE E, mostrado en la figura 4.2 (a) a una temperatura de 80°C , el control de la temperatura se llevo a cabo mediante el uso de termómetros y la prueba de desplazamiento así como el calentamiento de las muestras para el proceso de emulsión se realizaron en el horno de control digital marca Carbolite, mostrado en la figura 4.2 (b), a una temperatura de 60°C simulando la temperatura de yacimiento.

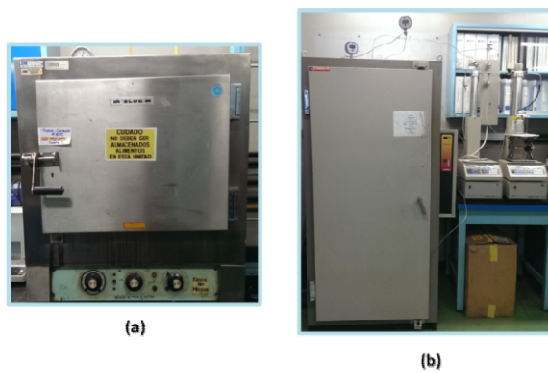


Figura 4.2. Hornos: (a) Carbolite. (b) BLUE E.

4.6.3. Mezcladores

Se utilizaron dos tipos de mezcladores, para agitar las soluciones acuosas se usó un mezclador dinámico, marca CAFRAMO, modelo DHL, mostrado en la figura 4.3 (a) y para el proceso de emulsión se utilizó un mezclador de alto torque, marca GLAS-COL de 5.5 Amp, con baño térmico incorporado marca HAAKE C, modelo F3, mostrado en la figura 4.3 (b). El procedimiento de instalación del sistema para el proceso de emulsión se describe en el apéndice B.1.

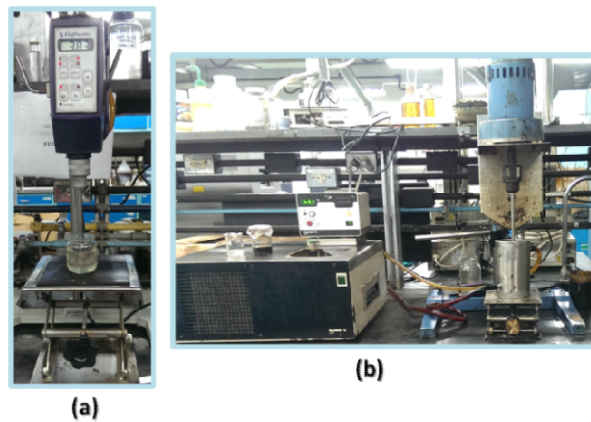


Figura 4.3. Mezcladores: (a) CAFRAMO. (b) GLAS-COL

4.6.4. Densímetro DMA 4500.

El equipo utilizado para la realización de estas medidas fue el Densímetro DMA-4500, mostrado en la figura 4.4, de la compañía AntonPaar. Este equipo está constituido por una celda de medición hecha de vidrio borosilicato, con facilidad para operar con temperaturas de 15 hasta aproximadamente de 60°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. El procedimiento seguido para realizar las mediciones en el densímetro se encuentra en el apéndice B.2.



Figura 4.4. Densímetro DMA 4500.

4.6.5. Refractómetro Abbemat 300

Se utilizó el Refractómetro Abbemat 300 de la compañía AntonPaar, el mismo permite realizar la medida de una manera versátil y a temperatura ambiente. El equipo utilizado de muestra en la figura 4.4. Es de hacer notar que las medidas de índice de refracción se realizan porque son requeridas por el software del equipo de diámetro de gota.

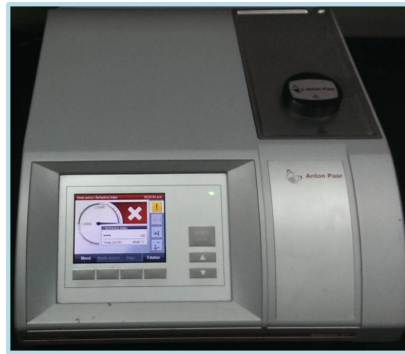


Figura 4.5. Refractómetro Abbat 300.

4.6.6. Reómetro MCR-302.

Este equipo permite obtener medidas de viscosidades que van desde valores menores a 100 cP, hasta valores en el orden de 10^6 cP, según el sistema que se utilice. Esto se logra a través de los diferentes sistemas de medición que posee el equipo, para el caso de este trabajo se utilizó el sistema CC27, ya que el mismo permite medir un amplio rango de viscosidades y permite su uso para medición con fluidos viscoelásticos. Este reómetro manipulado a través del software denominado “Rheoplus” mostrado en la figura 4.6 (a), el mismo es capaz de calcular diferentes parámetros reológicos, con diferentes mecanismos de medición tal como modo rotatorio o oscilatorio. En el caso de este trabajo especial de grado se utilizó el modo rotatorio mediante una plantilla de medición a temperatura controlada (60°C), variando la tasa de corte a través de una rampa lineal desde 5 a 35 S^{-1} , registrando el efecto de la variación de la tasa sobre la viscosidad de las soluciones acuosas. En la figura 4.6 (b), se observa el MCR-302. La descripción del procedimiento a seguir para realizar las mediciones de viscosidad en el reómetro MCR-302, se encuentra en el apéndice B.3.

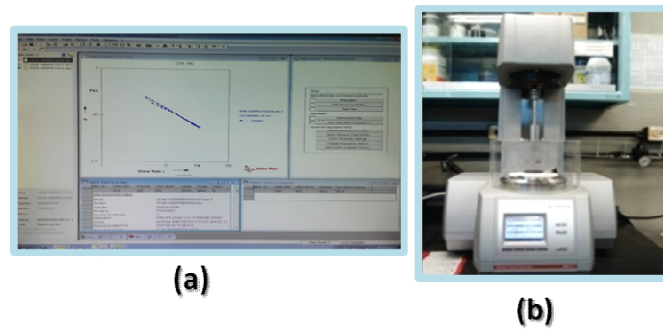


Figura 4.6. Reómetro MCR-302.

4.6.7. Viscosímetro HAAKE

Para la medición de las viscosidades de las muestras, se utilizó el viscosímetro de cilindros concéntricos HAAKE RC-20: Reocontroller, RV-20: Rotovisco. El equipo se encuentra conectado a una computadora que mediante el programa “HAAKE”, se obtienen los valores de viscosidad en función de la tasa de corte y/o esfuerzo de corte. Además consta con un baño térmico que permite ajustar la temperatura a la que se desea realizar la medida de viscosidad. En la figura 4.7, se observa el equipo utilizado.



Figura 4.7. Viscosímetro HAAKE RC-20.

Se utilizaron dos tipos de geometría de cilindros para el desarrollo de esta investigación, para medir la viscosidad de los sistemas emulsionados, se utilizó la geometría MV-I fabricada con la finalidad de medir viscosidades bajas, mientras que

la medición de las viscosidades de las muestras de crudo extrapesado se realizaron con la geometría SV-II, para viscosidades altas. Se empleó la temperatura de 60°C que corresponde a la temperatura del yacimiento, y un rango de tasa de corte de 0 a 30 s⁻¹, durante un tiempo de 6 minutos, tomando ochentapuntos de medición para cada sistema estudiado. La descripción del procedimiento a seguir para realizar las mediciones de viscosidad en el HAAKE RC-20, se encuentra en el apéndice B.4.

4.6.8. Zetasizer nano ZS90

El Zetasizer nano ZS90 de Malvern (Ver figura 4.8 (a)), se utiliza para realizar la medición de tamaño de partícula y tamaño molecular en un ángulo de dispersión de 90 grados utilizando dispersión de luz dinámica, también con la capacidad de medir el potencial zeta y la movilidad electroforética mediante un tipo de celda capilar plegada desechable DTS1070 que se puede apreciar en la figura 4.8 (b), con microelectroforesis de láser Doppler, y de peso molecular utilizando dispersión de luz estática. Para el desarrollo de este trabajo se utilizó con el fin de medir el potencial Z de las soluciones poliméricas así como de los finos utilizados en el proceso de emulsión. El Zetasizer es manipulado por un computador mediante el programa “Zetasizer v 7.02”. En el apéndice B.5, se encuentra el procedimiento para realizar una medición de potencial Z en dicho equipo.

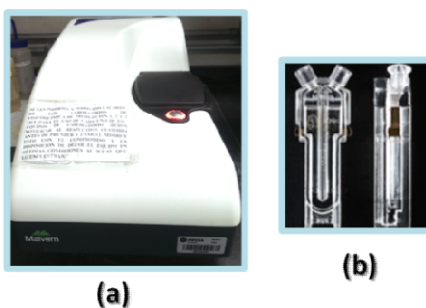


Figura 4.8. (a) Zetasizer nano ZS. (b) celda desechable DTS1070.

4.6.9. MastersizerTM

Para la medición de los diámetros de gotas de la fase dispersa, se utilizó el MastersizerTM de Malvern, el cual se puede observar en la figura 4.9. Esta técnica de dimensionamiento de partículas se basa en la difracción láser. Las mediciones se realizan en dos tipos de sistema. Un sistema de medida interna, para soluciones de fase continua agua y de medida externa cuando los fluidos son de fase continua aceite. Para este trabajo se utilizó el sistema de medida externa. El proceso para realizar medidas con el sistema de medida externa en el MastersizerTM, se describe en el apéndice B.6.



Figura 4.9. MastersizerTM.

4.6.10. Descripción del equipo de desplazamiento

El equipo de desplazamiento consiste de los siguientes sub sistemas:

- a. Un área de inyección, formada por la parte del proceso que se extiende desde la bomba B-02 hasta el manómetro ubicado a la entrada del núcleo (lado derecho de la figura 4.10), es decir; la parte del proceso a través de la cual se inyecta al medio poroso generalmente agua y crudo; sin embargo para el desarrollo de este trabajo, se hará pasar una solución polimérica de HPAM a 2000 ppm. Esta parte del proceso está formado por una bomba ISCO (B-02) y dos (2) cilindros; uno para almacenar el agua o recoger la producción durante el barrido tipo pistón y otro para almacenar el crudo. Cada cilindro contiene en su interior un pistón de teflón, el cual separa al fluido de empuje

del fluido a inyectar al medio poroso. La bomba B-02 inyecta agua (fluido de empuje) por debajo de los cilindros y de esta forma desplaza el pistón forzando el fluido que se encuentra en la parte superior del cilindro a ingresar al medio poroso (núcleo).

- b. El área del núcleo o área central, la cual abarca el medio poroso y los instrumentos respectivos (manómetros). A la entrada y a la salida del medio poroso hay un manómetro digital, para censar el diferencial de presión durante la prueba de desplazamiento.
- c. El área de producción, la cual abarca desde la salida del manómetro ubicado a la salida del medio poroso hasta el cilindro de recolección de muestra (lado izquierdo de la figura 4.10). Esta parte del proceso está constituida por un (1) cilindro donde se almacena la producción, una balanza para cuantificar la producción y una bomba (B-01) utilizada tanto para controlar y mantener la presión de producción, la cual se fija en 1000 psi.

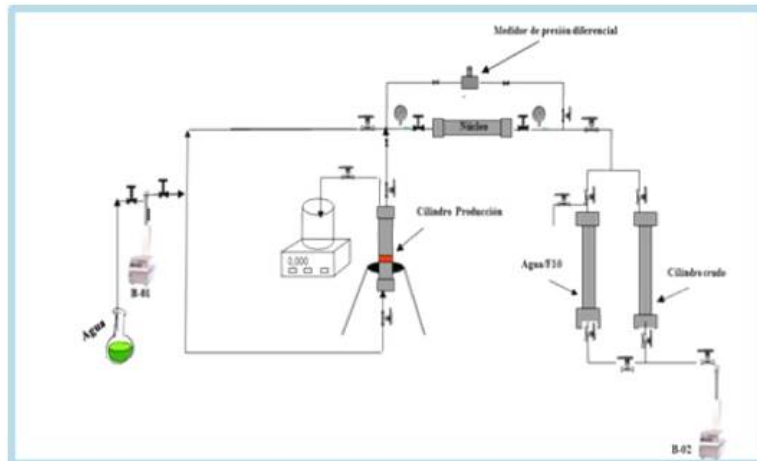


Figura 4.10. Diagrama esquemático del equipo de desplazamiento utilizado (Marcano, 2011).

4.7. Metodología de la investigación

Para el alcance del objetivo final de la investigación se establecieron 5 fases, distribuidas de la forma en la que se muestra en el siguiente esquema:

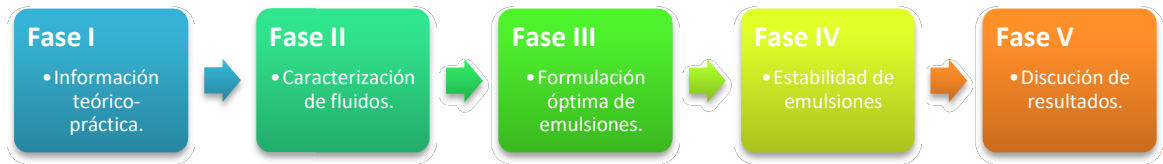


Figura 4.11. Esquema metodología de investigación.

A continuación se procede a describir las etapas y actividades de cada fase de la metodología planteada:

4.7.1. Fase I: Información teórico-práctica

4.7.1.1. Revisión bibliográfica

En esta etapa, se realizó una búsqueda exhaustiva de los conceptos, definiciones y principios que se ven relacionados en el desarrollo de esta investigación. Así como el planteamiento del estado del arte de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) y de los procesos de emulsión y deshidratación, mediante la selección de artículos y trabajos publicados alusivos al tema, con el fin de esquematizar dicha información y ubicarla como marco referencial, el mismo se puede ubicar en el capítulo II, sección 2.2.

4.7.1.2. Adiestramiento con los equipos de laboratorio y procesos de medición

Posterior a la revisión bibliográfica, se dio inicio al adiestramiento en los laboratorios, familiarización con los equipos y procesos de medición. Comenzando con la participación en un curso de seguridad en laboratorios con el fin de generar condiciones de trabajo seguras bajo las normas de la empresa.

Seguidamente, la inducción fue dirigida al uso y cuidado de los equipos pertinentes para el desarrollo de esta investigación, así como también la explicación de los principios y técnicas que los dominan. Entre los equipos utilizados y sobre los cuales se recibió inducción, tenemos: Hornos de calentamiento, densímetro (DMA-4500, AntonPaar), reómetro (MCR-302, AntonPaar), refractómetro (Abbemat 300, AntonPaar), viscosímetro (RC-20, HAAKE), Zetasizer nano ZS de Malvern para medir potencial Z, el MastersizerTM de Malvern para determinar el diámetro de gota y el procedimiento para realizar un proceso de emulsión. La descripción de cada uno de estos equipos, así como los modos de uso se encuentran en el presente capítulo sección 4.6.

4.7.2. Fase II: Caracterización de los fluidos

En la figura 4.12, se muestra el esquema de las actividades a realizar para la caracterización de los fluidos a trabajar en este trabajo especial de grado.

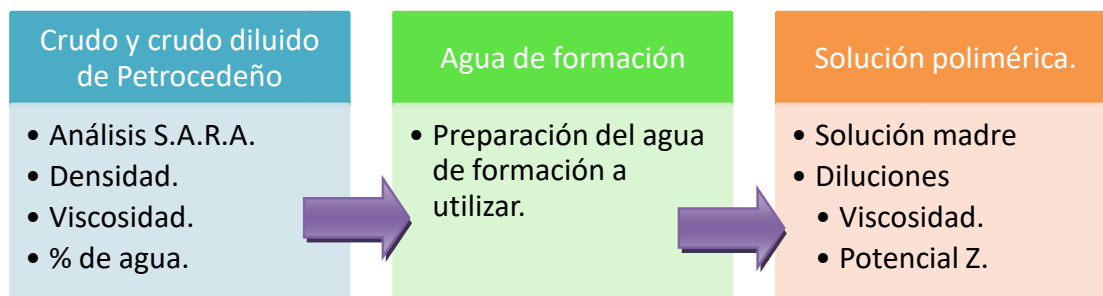


Figura 4.12. Esquema de caracterización de los fluidos.

4.7.2.1. Caracterización del crudo y crudo diluido de Petrocedño

- **Análisis SARA**

Para la caracterización del crudo de Petrocedño, se solicitó a los laboratorios de servicios generales de la gerencia técnica de analítica perteneciente a PDVSA INTEVEP, la realización de un análisis SARA. Los mismos se muestran en la tabla

4.2, los resultados otorgados por los laboratorios indican que el crudo de Petrocedeño es un crudo extrapesado en el que se aprecia un alto contenido de resinas y aromáticos.

Tabla 4.2. Caracterización del crudo de petrocedeño.

Caracterización del crudo de Petrocedeño		
Caracterización	Unidad	Valor
Densidad	g/cc	0,9893
°API	°API	8
Agua	%	10
Saturados		14,02
Aromáticos		38,72
Resinas	%	37,31
Asfaltenos		9,95
Caracterización del crudo diluido de Petrocedeño		
Densidad	g/cc	0,9326
°API	°API	16

- **Viscosidad:**

A la muestra original de crudo de Petrocedeño, así como la consecuente muestra diluida, les fue medida su viscosidad mediante el uso del viscosímetro HAAKE RC-20, según el procedimiento expuesto en el apéndice B.4.

- **Densidad**

La medición de densidad y de gravedad API se realizó según el procedimiento descrito en el apéndice B.2. El crudo de Petrocedeño es de 8°API, el cual es mezclado con nafta a fondo de pozo con la finalidad de elevarlo a 16°API para el levantamiento del crudo extrapesado y alimentar a los procesos en superficie. Para obtener estas especificaciones de °API se generó una proporción de 80% crudo de Petrocedeño y 20% nafta, el cálculo realizado para llegar a esta relación

se muestra en el apéndice A.1. Luego de obtener el crudo diluido, se procede a medir su densidad y su gravedad API por los métodos descritos en los apéndices B.2 Y B.4 respectivamente. Los valores registrados se observan en la tabla 4.2.

- **Porcentaje de agua por destilación**

Fue determinado el porcentaje de agua en crudo mediante el proceso de agua por destilación explicado en el apéndice B.7, siguiendo la norma ASTM D-95. El resultado obtenido se muestra en la tabla 4.2.

4.7.2.2. Preparación del agua de formación

Con la idea de obtener resultados apegados a la realidad, se utilizó agua de formación sintetizada en el laboratorio, con el fin de trabajar con un agua con la misma composición que el agua de formación del campo; la composición de la misma fue proporcionada por personal de la empresa mixta Petrocedeño. En la tabla 4.3 se muestran las proporciones para obtener el agua de formación sintética de 12637 ppm.

Tabla 4.3. Composición para la formulación del agua de formación.

Cálculo de preparación agua de formación Petrocedeño		
Compuesto	1 L	2 L
MgCl ₂	0,121	0,242
CaCl ₂	0,019	0,038
NaCl	11,6	23,2
KCl	0,21	0,42
NaHCO ₃	0,68	1,36

El procedimiento para la preparación del agua de formación fue el siguiente:

1. En un vidrio de reloj y mediante el uso de la balanza analítica, se pesa cada uno de los compuestos que componen el agua de formación.
2. En la balanza digital, se pesa un beaker con una capacidad de 2 litros y se agregan 2000 g de agua desionizada.
3. Posteriormente se agregan las sales previamente pesadas.
4. En el mezclador dinámico CAFRAMO, se coloca un agitador de hélice tipo turbina. Se ajusta la velocidad a 300 rpm mediante el controlador digital.
5. Se instala el sistema de mezclado, asegurando el beaker a una base metálica.
6. Se inicia el mezclador y se deja encendido por 24 horas.
7. Finalmente, envasar el agua de formación obtenida en un recipiente limpio y seco. Sellar bien y conservar a temperatura ambiente.

4.7.2.3. Solución polimérica con poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM)

En el proyecto piloto de recuperación mejorada mediante inyección de polímeros, ejecutado en diciembre de 2015 en el campo de Petrocedeño, se inyecta una solución polimérica con HPAM a 2000 ppm. La muestra de polímero en presentación granulada, fue proporcionada por la empresa mixta Petrocedeño. Caracterizada en trabajos anteriores por Rassuli en el 2012, posee un peso molecular de $20 \cdot 10^6$ g/mol y un % de hidrólisis de 25%.

Con el fin de cubrir los objetivos propuestos, se procedió a realizar una solución madre a 5000 ppm, para posteriormente diluirla a las concentraciones deseadas de 1000, 2000 y 3000 ppm. El procedimiento para la preparación de dos (2) litros de solución madre con HPAM a 5000 ppm, fue la siguiente:

4.7.2.3.1. Preparación de solución madre con HPAM a 5000 ppm

1. En un beaker limpio de 2500ml, se pesan 2000 ml de agua desionizada.

2. Se adapta el beaker al mezclador dinámico mostrado en la sección 4.6.3.
3. Se inicia el mezclador a la menor potencia permitida. En este caso, se trabajó a 40 rpm.
4. Se agregan 10 g de HPAM en el beaker. Ver cálculos en el apéndice A.2.
5. Se tapa la muestra con papel film o papel de aluminio. Y se deja hidratar por 72 horas.
6. Luego, envasar en recipientes limpios y conservar a temperatura ambiente.

Es importante destacar la importancia del control de la velocidad de mezclado, ya que esto evitará la degradación por inducción de energía mecánica en la muestra. Y el correcto sellado de la muestra durante el proceso de mezclado, con el fin de evitar contaminaciones. Posteriormente se procedió a preparar las diluciones a 1000, 2000 y 3000 ppm. De las soluciones de 1000 y 3000 ppm se prepararon 200 ml de cada una, mientras que para la solución a 2000 ppm, se prepararon 2000 ml. A continuación se describe el procedimiento para la preparación de las diluciones:

4.7.2.3.2. Preparación de soluciones poliméricas a 1000, 2000 y 3000 ppm

1. En tres (3) beakers limpios, se pesan las cantidades de agua desionizada requeridas para las soluciones, las cantidades se muestran en la tabla 4.4 y los cálculos pertinentes en el apéndice A.3.
2. Se adapta el beaker al mezclador eléctrico de propela mostrado en la sección 4.6.3.
3. Se inicia el mezclador a la menor potencia permitida. En este caso, se trabajó a 40 rpm.
4. Se agregan los gramos de HPAM requeridos en el beaker. Ver tabla 4.4 para las cantidades y ver cálculos en el apéndice A.3.
5. Se tapa la muestra con papel film o papel de aluminio. Y se deja hidratar por un determinado tiempo, ver tabla 4.4.
6. Luego, envasar en recipientes limpios y conservar a temperatura ambiente.

Tabla 4.4. Cantidades para preparación de diluciones de solución madre de HPAM

Concentración (ppm)	1000	2000	3000
Agua desionizada (g)	160	1200	80
HPAM (g)	40	800	120
Tiempo de mezclado (horas)	6	24	6

4.7.2.3.3. Caracterización de las soluciones poliméricas

Las soluciones poliméricas fueron caracterizadas mediante la determinación de su viscosidad y la medición del potencial Z.

- **Viscosidad**

Al ser un fluido viscoelástico, para determinar su viscosidad, es importante definir la temperatura y la tasa de corte a la que se va a reportar. Por lo tanto, las mediciones se realizaron a la temperatura de yacimiento de 60°C y a una tasa de corte de $20s^{-1}$, siendo esta la tasa de corte a la que se ve sometida durante su desplazamiento por las tuberías. Las mediciones se realizaron en el reómetro AntonPara MCR-302, fueron realizadas por duplicado y siguiendo el procedimiento descrito en el apéndice B.2.

- **Potencial Z**

Con el fin de cuantificar la fuerza repulsiva de los coloides en las diferentes soluciones poliméricas a trabajar, se utilizó el equipo Zetasizer nano ZS y según el procedimiento descrito en el apéndice B.4, se realizaron las mediciones.

4.7.3. Fase III: Formulación óptima de emulsiones

Una vez caracterizados todos los fluidos con los que se desarrollará el trabajo de investigación, se procedió a la generación de una formulación óptima de emulsiones siguiendo el esquema mostrado en la figura 4.14.

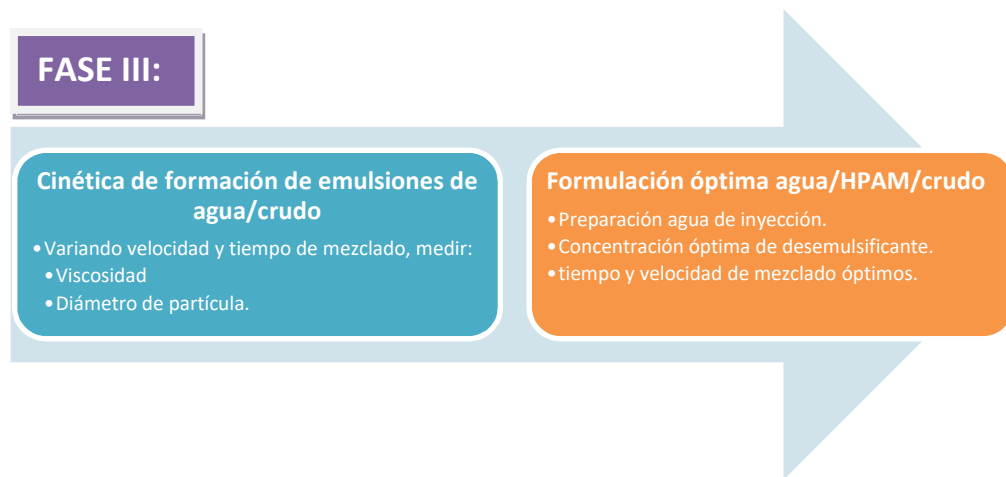


Figura 4.13. Esquema de formulación óptima de emulsiones.

En primera instancia se estableció la relación de porcentaje de composición para las emulsiones. Los valores de agua producida en campo por Petrocedefo (proporcionados por la empresa mixta) indicaban una producción de agua del 20%, y el porcentaje de agua en crudo resultó de un 10%, por lo que se decidió establecer cuatro (4) alícuotas de porcentaje de agua para los procesos de emulsión como se muestra en la tabla 4.5. La relación agua/crudo 10/90, correspondería a la situación actual en campo, por lo que se tomaron dos puntos adicionales, uno por encima y el segundo por debajo de los valores de campo y por último un incremento considerable del porcentaje de agua con el fin de llevarlo a un punto crítico y estudiar su comportamiento. Es importante destacar que las emulsiones con una relación 70/30, se generan una vez obtenidos el tiempo y la velocidad de mezclado críticos para el sistema agua/polímero/Crudo. Por lo que se procedió a evaluar la cinética de formación de las emulsiones del sistema agua/crudo.

Tabla 4.5. Relación agua/crudo diluido para el proceso de emulsión.

% Agua	5	10	15	30
% Crudo diluido	95	90	85	70

4.7.3.1. Cinética de formación de emulsiones del sistema agua/crudo

La cinética de formación tiene como fin determinar el tiempo y velocidad de mezclado límite para obtener la emulsión del sistema en estudio, con características y propiedades invariables, analizando la relación agua/crudo como variable de formulación. Una vez definidas las relaciones agua/crudo, se procedió a establecer los puntos de estudio de tiempo y velocidad, por pericia en el área, se recibió la recomendación de realizar los procesos de emulsión a 800 RPM por 5 min debido al crudo de tipo extra pesado, por lo que se decidió adicionar dos puntos de estudio de 500 y 1000 RPM para la velocidad y para el tiempo se planteó 4, 6 y 8 minutos de mezclado. En la figura 4.15 se plantea el esquema tipo de la primera variación de características.

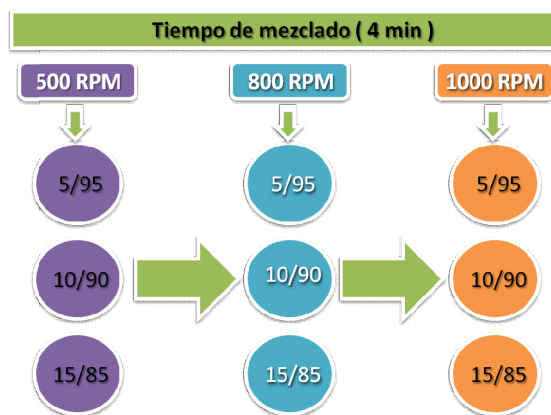


Figura 4.14. Esquema tipo de realización de emulsiones.

Luego de este ciclo de emulsiones, se siguió el mismo esquema, pero esta vez con un tiempo de mezclado de 6 minutos y posteriormente de 8 minutos. El procedimiento para la adición de cada fase es el siguiente:

1. Una vez con la muestra de crudo pesada en el cilindro metálico con chaqueta y teniendo la muestra previamente calentada a la temperatura de 60°C, se instala en el aparataje de mezclado en el mezclador de alto torque.
2. Se regula la velocidad en el controlador según corresponda el punto de estudio (500-800-1000) rpm. Y se enciende.
3. Se agrega el agua durante los primeros 30 segundos y se permite el mezclado por 4 minutos.
4. Se detiene el equipo. Se regula la velocidad a 200 rpm, se enciende el equipo nuevamente y se agrega la nafta. Se permite el mezclado por 30 segundos.
5. Para el caso del tiempo de mezclado de 4 minutos, se detiene el mezclador y se toma la muestra. En caso de estar con las muestras de 6 y 8 minutos, se mezcla por dos o cuatro minutos más, según corresponda y a la velocidad del punto de estudio.
6. Se detiene definitivamente el mezclador y se procede al desmontaje y la limpieza del mismo.

A cada emulsión obtenida le fue determinada la viscosidad mediante el viscosímetro HAAKE RC-20 y el diámetro de gota con el equipo MastersizerTM, mediante los procedimientos plasmados en los apéndices B.4 Y B.6 respectivamente.

Una vez determinados la velocidad y el tiempo crítico para el sistema agua/crudo, se procedió a la incorporación del polímero.

4.7.3.2. Estabilidad de emulsiones en sistemas agua/HPAM/crudo

La incorporación del polímero se realizó mediante la preparación de lo que denominamos agua de inyección.

4.7.3.2.1. Agua de inyección

Viene representada por la generación de una solución entre el agua de formación y la solución polimérica con el fin de recrear la emulsión generada a la salida del yacimiento. En esta etapa, para la cinética de formación no solo intervienen las soluciones polimérica, sino también la presencia de sales monovalentes y divalentes componentes del agua que afectan directamente el comportamiento del polímero. Las aguas de inyección deben ser preparadas con un máximo de 24 horas previas al proceso de emulsión, esto debido a que la presencia de iones de sal degrada el polímero en solución. Se parte de la premisa de que el agua de inyección está compuesta en un 50% de solución polimérica y un 50% de agua de formación, ya que la solución polimérica es inyectada en el yacimiento, mezclándose en una relación 1:1 con el agua de formación, provocando el aumento de la viscosidad del agua y promoviendo el barrido del banco de petróleo a causa de la mejora de la razón de movilidad.

4.7.3.2.2. Determinación de concentración óptima de desemulsificante

Se desea encontrar el efecto de la química deshidratante en el sistema agua/HPAM/crudo emulsionado bajo las condiciones del tiempo y la velocidad de mezclado obtenidos anteriormente de 8 minutos y 500 rpm respectivamente. Para ello se realiza un análisis de estabilidad mediante pruebas de botella, con la química deshidratante o desemulsificante utilizada en campo, se realiza un barrido de concentraciones del mismo, dejando una zanahoria sin contenido de desemulsificante llamado blanco y otras 5 zanahorias con un barrido de concentración de 50, 80, 100, 150 y 200 ppm, a la temperatura de proceso. En la tabla 4.6 se muestra la matriz de pruebas.

Tabla 4.6. Pruebas de botellas realizadas para barrido de concentración de desemulsificante.

WOR	HPAM	velocidad (rpm)	tiempo (min)	Concentración Desemulsificante (ppm)
5/95	si	500	4+4	0-50-80-100-150-200
	no			
10/90	si	500	4+4	0-50-80-100-150-200
	no			
15/85	si	500	4+4	0-50-80-100-150-200
	no			

Las pruebas de botella, se realizaron con el siguiente procedimiento:

1. Se toman 6 zanahorias de 100 ml limpias y secas.
2. En cada zanahoria se agregan 100 ml de la emulsión formada, agua/HPAM/crudo.
3. Se identifica cada una con las condiciones de mezclado y la concentración de desemulsificante.
4. Se dosifica el desemulsificante con la micropipeta.
5. Se coloca un tapón en la zanahoria y se procede a la agitación de la muestra durante 1 minuto. La agitación debe ser constante y con la misma frecuencia para todas las zanahorias.
6. Luego de transcurrido el minuto, tapar bien la zanahoria con papel aluminio.
7. Llevar al horno a 80°C, temperatura estandarizada para los procesos de deshidratación.
8. Realizar mediciones de la cantidad de agua separada a cada hora por las siguientes 24 horas. De ser posible, fotografiar las zanahorias luego de la medición.

Los cálculos para obtener el porcentaje de agua separada se encuentran en el apéndice A.4.

4.7.3.2.3. Variación del tiempo de mezclado luego de agregar el diluyente

El tiempo total de mezclado para los procesos de emulsión se dividió en dos partes, como se muestra en la ecuación 4.1

$$t = t_1 + t_2 \quad 4.1$$

Donde:

t_1 : tiempo de mezclado entre la fase acuosa y el crudo de Petrocedño.

t_2 : tiempo de mezclado entre el sistema agua/crudo y la adición de la nafta.

Variando el tiempo de mezclado luego de agregar el diluyente, es decir, el t_2 , se simula el proceso de transporte al que es sometida la emulsión durante su recorrido hasta los tanques desaladores. Esta variación de tiempo se definió en los valores de 3, 4 y 6 minutos para t_2 y un tiempo fijo de 4 minutos para el tiempo de mezclado de la fase acuosa y el crudo de Petrocedño. A una velocidad fija de 500 rpm y con una concentración de desemulsificante de 150 ppm para el proceso de deshidratación. Se realizó para una relación WOR de 15/85, realizando dos emulsiones por punto de tiempo, una con solo agua de formación y otra con agua de inyección, como se muestra en la tabla 4.7.

Tabla 4.7. Variación de tiempo de mezclado con el diluyente.

Variación de tiempo de mezclado con el diluyente (t2)			
tiempo (min)	HPAM	velocidad (rpm)	Concentración Desm. (ppm)
3	si	500	150
	no		
4	si	500	150
	no		
6	si	500	150
	no		

4.7.3.2.4. Variación de velocidad y tiempo de mezclado del sistema agua/crudo/polímero

Una vez definido el t_2 correspondiente al mezclado entre el sistema agua/crudo y la adición de la nafta, se procede entonces a realizar la variación de la velocidad de mezclado entre la fase agua/crudo. Dicha variación se realizó a un tiempo fijo de $t = 4 + 4$ min y para cada alícuota de fase acuosa se formaron dos emulsiones de cada una, con el fin de evaluar las emulsiones en presencia y ausencia del HPAM. Posteriormente se realizó el rompimiento de las mismas con el desemulsificante 6276 a la concentración ya definida como óptima de 150 ppm. Seleccionando la velocidad crítica.

A continuación, se procedió a variar el tiempo de mezclado t_1 , correspondiente al mezclado entre la fase acuosa y la muestra de crudo de Petrocedeño. Las emulsiones se realizaron a la velocidad crítica y para cada WOR se formaron dos emulsiones con y sin HPAM. Para el proceso de deshidratación se utilizaron igualmente 150 ppm de desemulsificante. Dando paso a la selección del tiempo crítico.

4.7.4. Fase IV: Estabilidad de emulsiones mediante el estudio de rompimiento

Una vez determinada la velocidad y tiempo de mezclado óptimo para los procesos de emulsión, así como también la concentración óptima del desemulsificante para el procedimiento de deshidratación, se determinan los efectos de las variaciones de las variables de formulación en la estabilidad de las emulsiones como se muestra en la figura 4.16.



Figura 4.15. Esquema de las variaciones a realizar para estudiar la estabilidad de emulsiones.

4.7.4.1. Estabilidad variando relación agua/crudo.

Se aumento el porcentaje (%) de la fase acuosa por encima de las alícuotas pre-establecidas, hasta un 30%, para este porcentaje de agua, la emulsión se realizó a 1000 rpm por un tiempo de $t=8+4$ min y la estabilidad se estudió aplicando 150 ppm de química deshidratante en las pruebas de botella..

4.7.4.2. Estabilidad variando concentración de polímero

Se observó el efecto de la concentración de polímero en la estabilidad de las emulsiones, previamente las emulsiones sintetizadas se realizaron con una solución polimérica de 2000 ppm, por ser la inyectada en campo, por lo que se tomaron soluciones de 1000 y 3000 ppm con el fin de realizar una nueva agua de inyección y observar el efecto en la deshidratación para una emulsión de relación agua/crudo de 15/85 mediante la realización de pruebas de botellas.

4.7.4.3. Estabilidad variando la relación en el agua de inyección

El agua de inyección utilizada se estimaba en una relación 50/50 entre el agua de formación y la solución polimérica; sin embargo, con el fin de estudiar el efecto del contenido de sales monovalentes y divalentes, en la deshidratación de las emulsiones, se prepararon nuevas aguas de inyección con un contenido de HPAM de 40 y 60% a las condiciones óptimas de emulsión para una relación de agua crudo de 15/85 y de deshidratación para llevar a cabo las pruebas de botella.

4.7.4.4. Estabilidad variando concentración de desemulsificante

Como las condiciones óptimas de mezclado, resultaron diferentes a las iniciales en las que se determinó la concentración óptima de desemulsificante, se procedió a realizar el estudio de la estabilidad de emulsiones con un pequeño barrido de 100, 150 y 200 ppm, a las condiciones óptimas de mezclado. Esto para una relación de agua crudo de 15/85.

4.7.4.5. Estabilidad probando otro tipo de desemulsificante

Se realizaron pruebas de estabilidad mediante el rompimiento de las emulsiones con la química desemulsificante de referencia f-46, caracterizada por ser eficiente para todo tipo de emulsiones. Las emulsiones fueron de relación de agua crudo de 15/85.

4.7.4.6. Estabilidad en presencia de finos

Para observar la influencia de la presencia de arena y/o finos en la estabilidad de las emulsiones del sistema agua/polímero/crudo, se hizo pasar una solución polimérica a 2000 ppm de HPAM, por una celda a condiciones de yacimiento empacada con arena de 70-100 US mesh. El polímero obtenido con contenido de finos, fue utilizado para preparar el agua de inyección a utilizar en emulsiones con alícuotas de 5, 10 y 15% de fase acuosa.

4.7.5. Fase V: Discusión de resultados

En esta etapa se establecieron los análisis, conclusiones y recomendaciones de la investigación desarrollada, lo cual permitirá ampliar el estado de arte actual de los estudios realizados en esta área.

En términos generales esta fase es la de mayor importancia en la investigación, ya que a través de ella se sintetizan los resultados obtenidos en los ensayos experimentales, logrando así generar nuevas metodologías como prospecto de optimización para su aplicación en el proyecto piloto.

Capítulo V:

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En el capítulo que se presenta a continuación se muestran los resultados experimentales, que se llevaron a cabo para cumplir los objetivos que se establecieron para de la investigación. El orden en el cual se presentarán los resultados está basado en la metodología que se estableció para lograr el objetivo general en el cual está enmarcada dicha investigación. En primer lugar se presentan los resultados de las variaciones de los parámetros de las características del proceso de emulsión como la velocidad y el tiempo de mezclado, así como la concentración óptima de química deshidratante para el rompimiento de las emulsiones. Seguidamente se mostrarán los resultados obtenidos de la variación de los elementos que interactúan en el sistema agua/crudo/polímero y por último, la influencia de la presencia de finos en la estabilidad de las emulsiones con contenido polimérico.

5.1. Viscosidad del crudo y crudo diluido de Petrocedeño

- **Viscosidad**

En la figura 5.1, se observa como la viscosidad de las dos muestras de crudo disminuye a medida que se aumenta la temperatura.

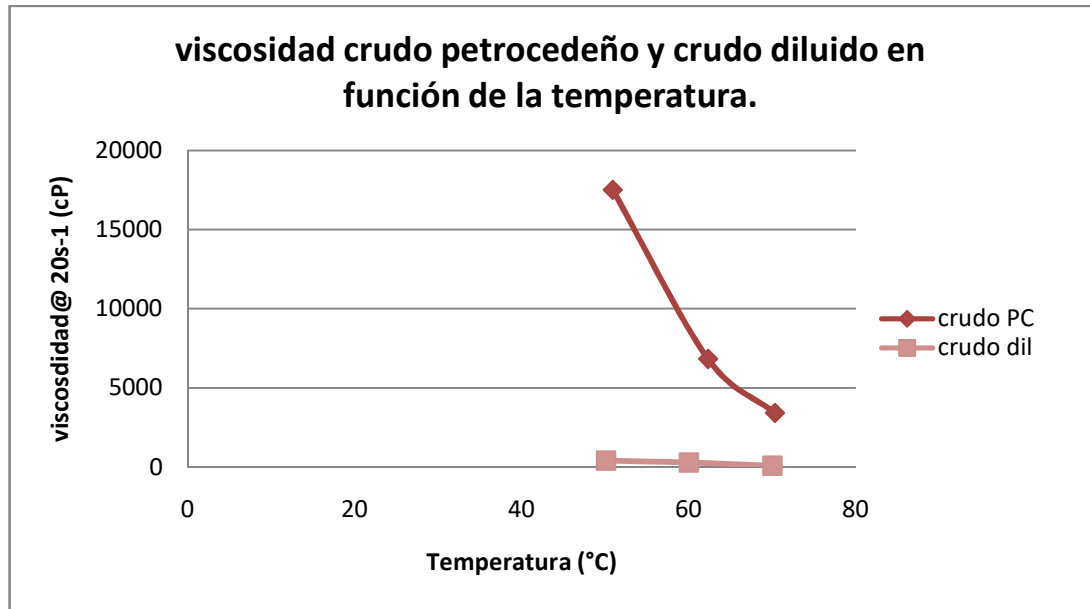


Figura 5.1. Comportamiento de la viscosidad de las muestras de crudo en función de la temperatura.

Para el crudo de Petrocedeño la viscosidad a la temperatura de yacimiento de 60°C es de 6838 cP y para el crudo diluido de 292 cP. Los valores se muestran en la tabla 5.1.

Tabla 5.1. Viscosidades del crudo y crudo diluido de Petrocedeño.

Caracterización del crudo de Petrocedeño		
Caracterización	Unidad	Valor
Viscosidad	cP@50°C	17513
	cP@60°C	6838
	cP@70°C	3433
Caracterización del crudo diluido de Petrocedeño		
Caracterización	Unidad	Valor
Viscosidad	cP@50°C	413
	cP@60°C	292
	cP@70°C	91

5.2. Caracterización de las soluciones poliméricas

En la tabla 5.2, se muestran los resultados obtenidos, apreciando un aumento de la viscosidad directamente proporcional al incremento de la concentración. Así como también un incremento de las cargas negativas de la solución polimérica a medida que se aumenta la concentración. El aumento de la viscosidad es favorable ya que mejora la razón de movilidad, pero por otro lado, el aumento de la carga negativa de la solución polimérica trae como consecuencia el aumento de las fuerzas electroestáticas promoviendo una estabilidad en los sistemas agua/HPAM/crudo.

Tabla 5.2. Características de las soluciones poliméricas.

Concentración (ppm)	$\mu@20s^{-1}$ (cP)	Potencial Z (mV)
1000	62,8	-68,5
2000	143,3	-77.5
3000	225	-97,6

5.3. Formulación óptima de emulsiones

5.3.1. Cinética de formación de emulsiones del sistema agua/crudo

- **Viscosidad**

En la figura 5.2, se observa como la viscosidad de las emulsiones obtenidas aumenta con el progresivo aumento del tiempo de mezclado. Lo que resulta lógico debido a que a mayor tiempo de mezclado, menor diámetro de gotas y como consecuencia un progresivo aumento de la viscosidad. La relación agua/crudo, no resulta un factor determinante en la viscosidad de las emulsiones, ya que para las diferentes alícuotas de agua tomadas, el valor de las viscosidades fue similar al mismo tiempo de mezclado.

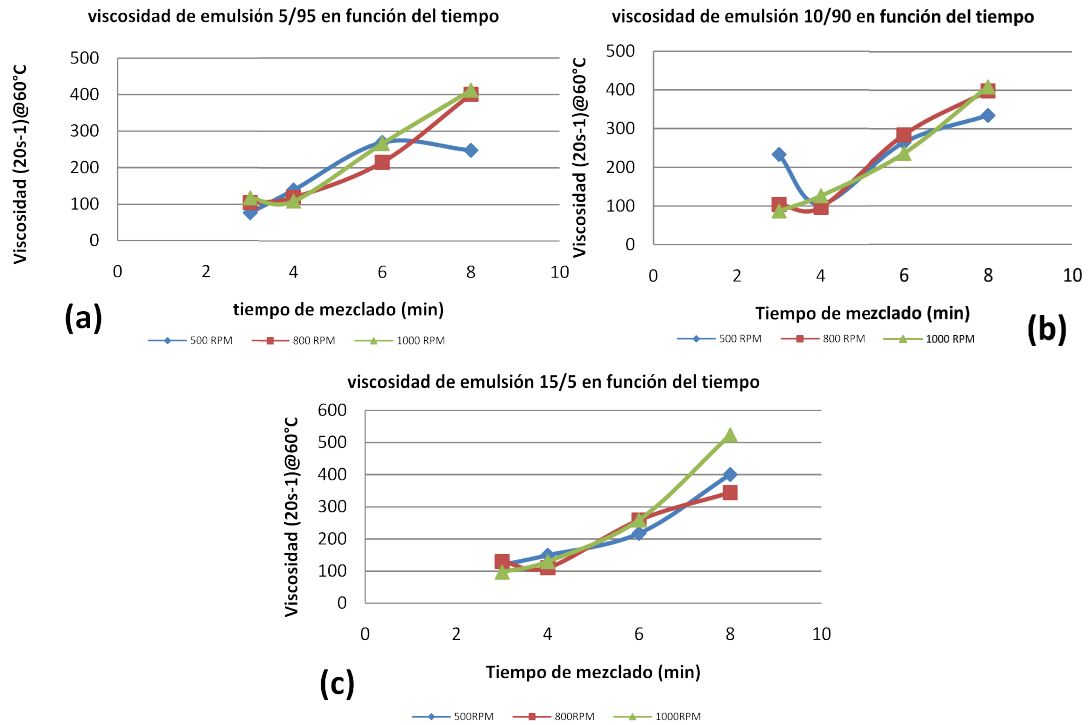


Figura 5.2. Viscosidades en función del tiempo.

- **Diámetro de partícula**

En la figura 5.3, se observa como en términos generales si ocurre una disminución del diámetro de partícula con el incremento del tiempo de mezclado; sin embargo para las emulsiones con una relación de agua crudo de 10/90 se aprecia como para las velocidades de 500 y 800 rpm, los diámetros de partícula obtenidos tienen valores similares para cada punto de velocidad, adicional a esto, dichos valores no varían en más de 0,5 μm .

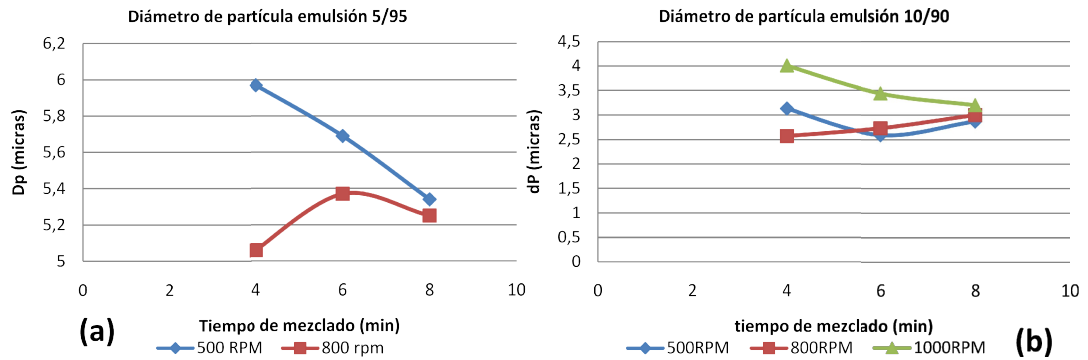


Figura 5.3. Diámetro de partícula en función del tiempo.

La velocidad y el tiempo de mezclado que consideramos, fueron aquellos donde se obtuvieron las emulsiones más estables, que se traduce en el tiempo y velocidad mínimo donde la emulsión presenta valores de viscosidades o diámetros de gota estables y no hace falta proporcionarle más energía de mezclado al sistema para formarla; cabe destacar que la viscosidad se mostró en constante incremento por lo que se utilizó el diámetro de partícula como parámetro predominante. Para nuestro sistema crudo – agua los valores correspondientes a los puntos de mayor estabilidad corresponden a un tiempo de mezclado de 8 minutos y a una velocidad de mezclado de 500 rpm.

5.3.2. Estabilidad de emulsiones en sistemas agua/HPAM/crudo

5.3.2.1. Efecto de la concentración de desemulsificante en la estabilidad de emulsiones con agua de formación como fase acuosa

En la figura 5.4, se muestra como para un tiempo de deshidratación de 24 horas a una temperatura de 80°C, el rompimiento de las emulsiones podría considerarse constante para las 3 relaciones de agua/crudo y que para una concentración de 200 ppm de la química deshidratante se obtiene aproximadamente un 95% de agua separada. Por lo que se presume una correcta interacción de la química deshidratante en la película interfacial agua/crudo.

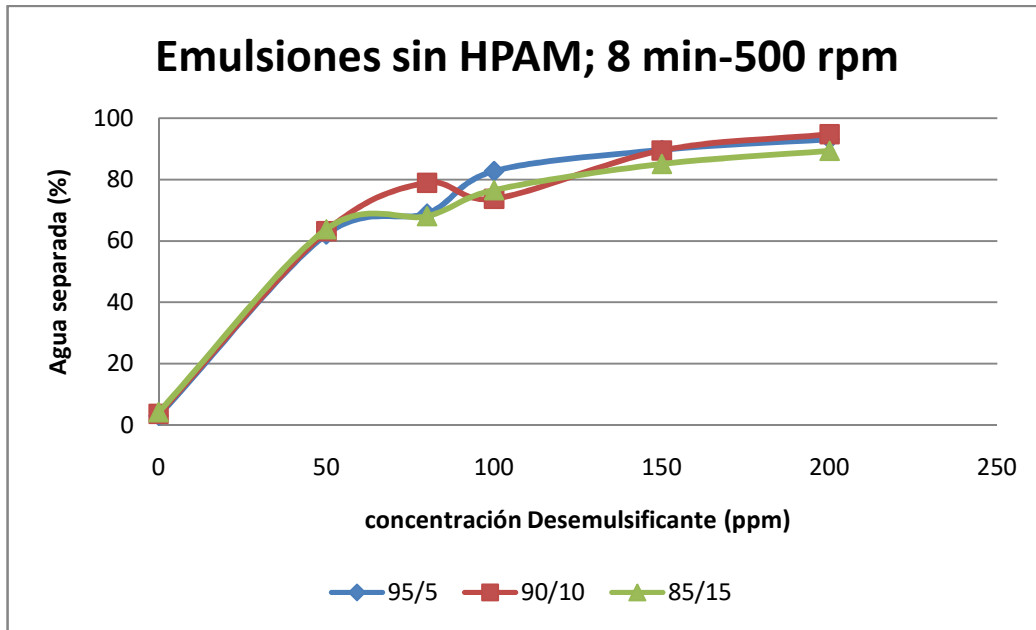


Figura 5.4. Deshidratación de emulsiones mediante barrido de concentración de química deshidratante y agua de formación como fase acuosa.

Para la determinación de la concentración óptima de la química deshidratante, mediante el análisis de la gráfica mostrada en la figura 5.4 y las fotografías de las fases separadas, mostradas en la figura 5.5, se entra en un punto de discusión, ya que si lo que se quiere es el mayor porcentaje de agua separada, entonces seleccionaríamos una concentración de 200 ppm de química deshidratante puesto que se obtiene el mayor valor de porcentaje de deshidratación; sin embargo es importante destacar, que la diferencia de porcentaje de agua separada entre los 150 y 200 ppm de química deshidratante es de máximo un 5%, como se puede observar en los valores de la tabla 5.3.

Tabla 5.3. Estabilidad en el tiempo de emulsiones con agua de formación y variación de la concentración de química deshidratante.

Agua/crudo	95/5	90/10	85/15
Agua	sin HPAM		
ConcDesm (ppm)	%rompimiento		
0	3	4	4
50	62	63	64
80	69	79	68
100	83	74	77
150	90	89	85
200	93	95	89

Por otra parte, si se quiere seleccionar la concentración bajo parámetros de calidad de la fase acuosa separada, al observar la figura 5.5, se aprecia como a partir de 150 ppm el agua comienza a ser de mala calidad, presentando un color amarillento y alta turbidez. Este aspecto es importante, ya que esto ocasionaría problemas aguas abajo en las plantas de tratamiento de agua separada, como un incremento en los costos de tratamiento de agua.

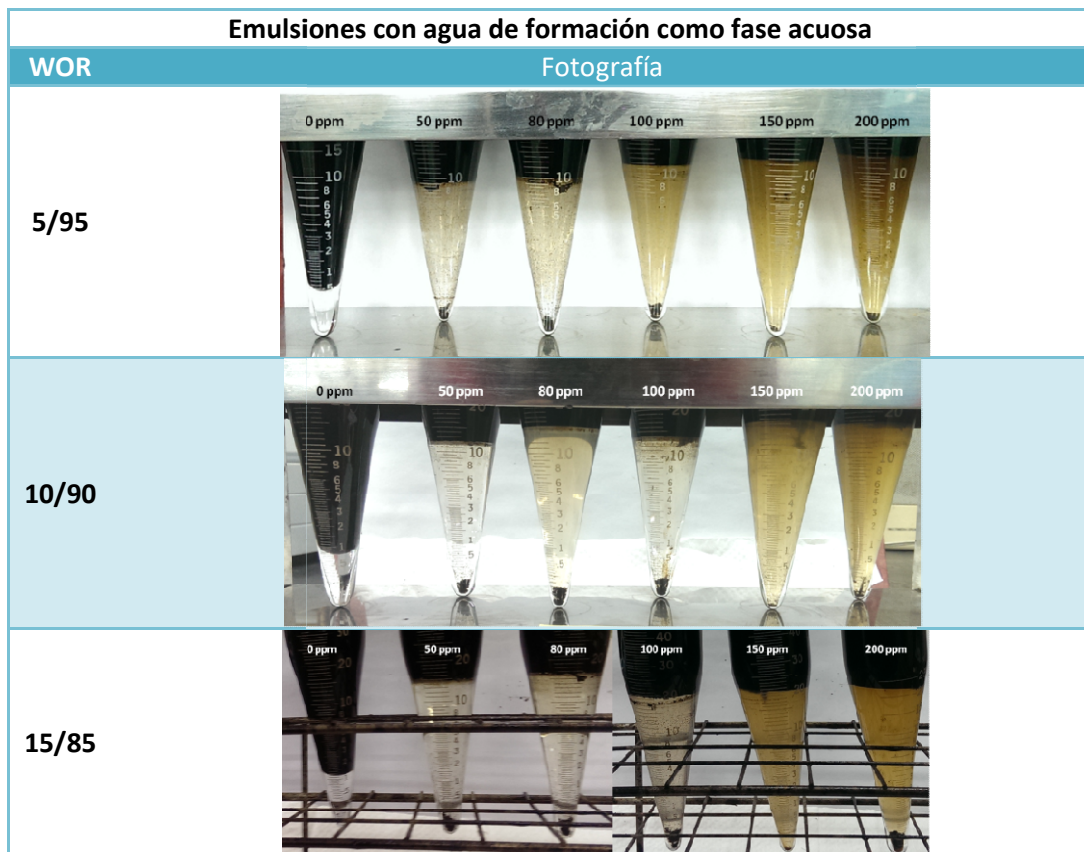


Figura 5.5. Fotografía de emulsiones en prueba de estabilidad, realizadas con agua de formación.

5.3.2.2. Efecto de la concentración de desemulsificante en la estabilidad de emulsiones con agua de inyección como fase acuosa

El agua de inyección utilizada para estas emulsiones se realizó a una relación 50/50 entre agua de formación y solución polimérica de HPAM a 2000 ppm, como se indicó en el capítulo anterior. En la tabla 5.4 se observa cómo a partir de una concentración de desemulsificante de 150 ppm, el porcentaje de agua separada de 89% es constante para las emulsiones con 10 y 15% de contenido de fase acuosa.

Tabla 5.4. Estabilidad en el tiempo de emulsiones con agua de inyección y variación de la concentración de química deshidratante

Agua/crudo	95/5	90/10	85/15
Agua	HPAM		
Conc. Desm (ppm)	% rompimiento		
0	0	1	4
50	45	64	77
80	55	74	85
100	52	86	89
150	55	89	89
200	59	89	89

La presencia de la HPAM en las emulsiones afecta visiblemente la deshidratación de las mismas, disminuyendo la eficiencia de la química deshidratante, ya que se observa como las emulsiones no llegan a tener más de un 90% de agua separada. Es importante recordar que a menor contenido de agua, será más difícil el proceso de deshidratación, situación que se observa en el comportamiento de la emulsión de una relación de agua crudo de de 5/95 en la que apenas se logra un 60% de agua separada para un máximo de química deshidratante de 200 ppm. Basándonos en los resultados obtenidos para este tipo de emulsiones en la figura 5.6, la concentración óptima de la química deshidratante sería de 150 ppm, representando un punto de inflexión en la gráfica.

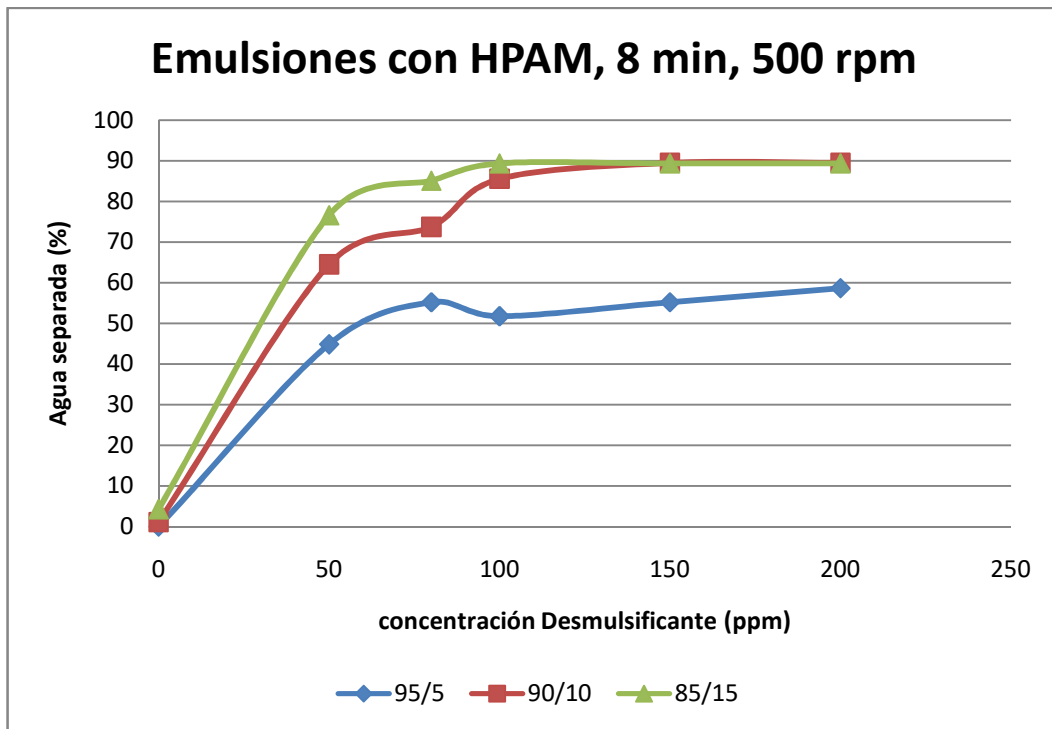


Figura 5.6. Deshidratación de emulsiones mediante barrido de concentración de química deshidratante y agua de inyección como fase acuosa.

Ahora bien, al momento de analizar las otras propiedades importantes a caracterizar durante el proceso de deshidratación, observamos en la tabla 5.4 como la presencia del polímero empeoró la calidad del agua. Para las emulsiones que solo contenían agua de formación la calidad del agua bajo a partir de la adición de 150 ppm de química deshidratante, pero en presencia de HPAM, se observa como la calidad del agua es mala para todo el barrido de concentraciones. Esto posiblemente se debe a las fuerzas estéricas y electroestáticas proveniente de la interacción entre el polímero y las fracciones más pesadas del crudo. Sin embargo el porcentaje de agua obtenido se mantuvo en 90% y la interfase durante todo el proceso de deshidratación se mostró bien definida, lo que indica que la concentración óptima de química deshidratante podría ser representada por 150 ppm.



Figura 5.7. Fotografía de emulsiones en prueba de estabilidad, realizadas con agua de inyección.

Una vez definida la concentración óptima de desemulsificante, se procede a realizar una variación del tiempo de mezclado del sistema agua/crudo luego de añadida la nafta.

5.3.2.3. Efecto de la variación del tiempo de mezclado luego de agregar la nafta de dilución (t_2) en la deshidratación de emulsiones

Al variar el tiempo de mezclado luego de la adición de la nafta, se simula el proceso de transporte de la emulsión generada a la salida del cabezal. En la figura 5.8 se observa que para los 3 puntos de estudio, el porcentaje de agua libre es

prácticamente constante; sin embargo, la emulsión con contenido polimérico presento un porcentaje mayor de agua separada para los tiempos de 3 y 6 minutos. Posiblemente debido a que con la adición de energía mecánica en el sistema, ocurre la degradación del polímero, provocando que este no se adhiera a la superficie de los sólidos y migre a la fase acuosa con mayor facilidad.

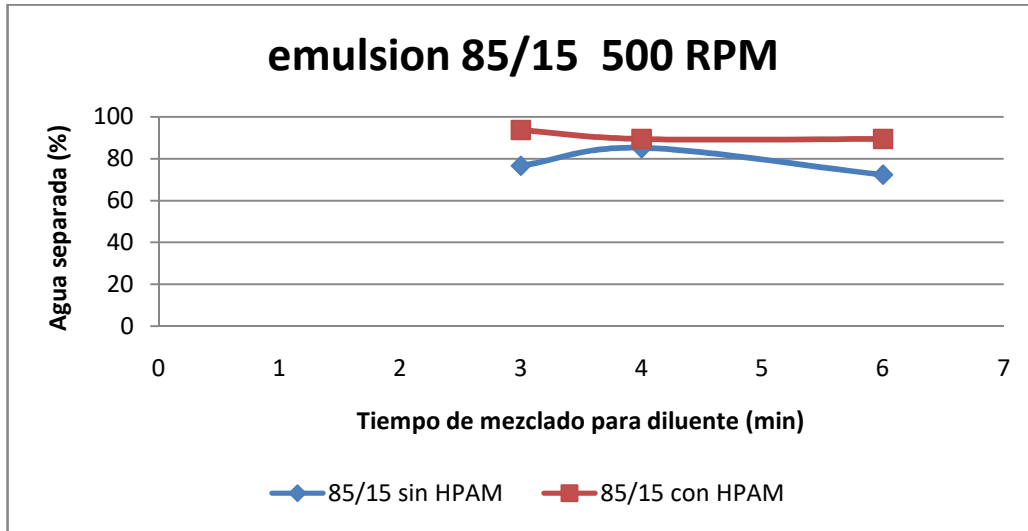


Figura 5.8. Deshidratación de emulsiones variando el tiempo de mezclado para diluyente.

Es importante destacar que las viscosidades, mostraron un aumento sustancial con el consecuente aumento del tiempo de mezclado debido a que a mayor tiempo de mezclado, menor será el diámetro de gotas dispersas en el crudo aumentando su viscosidad, mostrado en la figura 5.9.

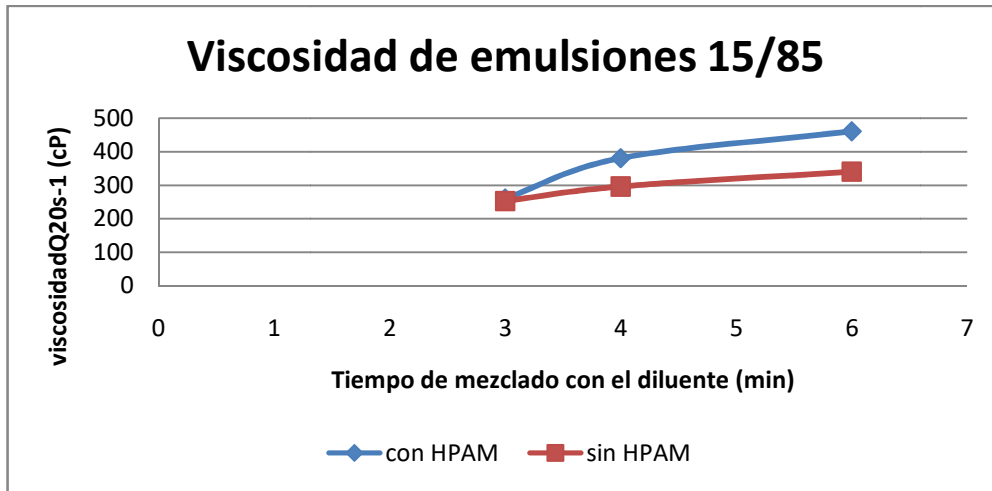


Figura 5.9. Comportamiento de la viscosidad con la variación del tiempo de mezclado con el diluyente.

En la figura 5.10, se observa como la calidad del agua es baja para ambas emulsiones con y sin contenido polimérico. La interfase se mantuvo definida durante todo el proceso. Mediante los resultados obtenidos, se decide tomar un tiempo de mezclado con el diluyente, anteriormente definido como t_2 de 4 minutos. Ya que en el proceso de deshidratación, mostro mayor coincidencia en presencia y ausencia de la solución polimérica.



Figura 5.10. Emulsiones con variación en el tiempo de mezclado del diluyente.

5.3.2.4. Variación de la velocidad de mezclado del sistema agua/crudo

5.3.2.4.1. Variación de la velocidad de mezclado del sistema agua/crudo en emulsiones 5/95

A una WOR de 5/95, el aumento de la velocidad causa una estabilización en lo que se refiere al porcentaje de agua obtenido en el proceso de deshidratación. Esto es debido a que mayor velocidad de mezclado, menor diámetro de partículas de agua dispersas en el crudo que aumentan tanto la viscosidad de la emulsión (se puede observar en la tabla 5.5) como la superficie agua-aceite, promoviendo su estabilización.

Tabla 5.5. Características de emulsiones con una relación de agua crudo de 5/95 y variación de velocidad de mezclado.

5/95 t=4+4							
sin HPAM				con HPAM			
Agua/crudo	Velocidad (rpm)	Agua separada (%)	Viscosidad 20s-1 (cP)	Agua/crudo	Velocidad (rpm)	Agua separada (%)	Viscosidad 20s-1 (cP)
5/95	500	90	-	5/95	500	55	-
	800	76	194		800	83	182
	1000	83	187		1000	83	204

Las emulsiones con esta relación de agua/crudo, presentaron el mismo porcentaje de agua separada a una velocidad máxima de estudio de 1000 rpm, como se muestra en la figura 5.11. Es importante resaltar que la velocidad de mezclado parece ser un factor importante en la deshidratación de las emulsiones, prevaleciendo sobre la presencia de HPAM.

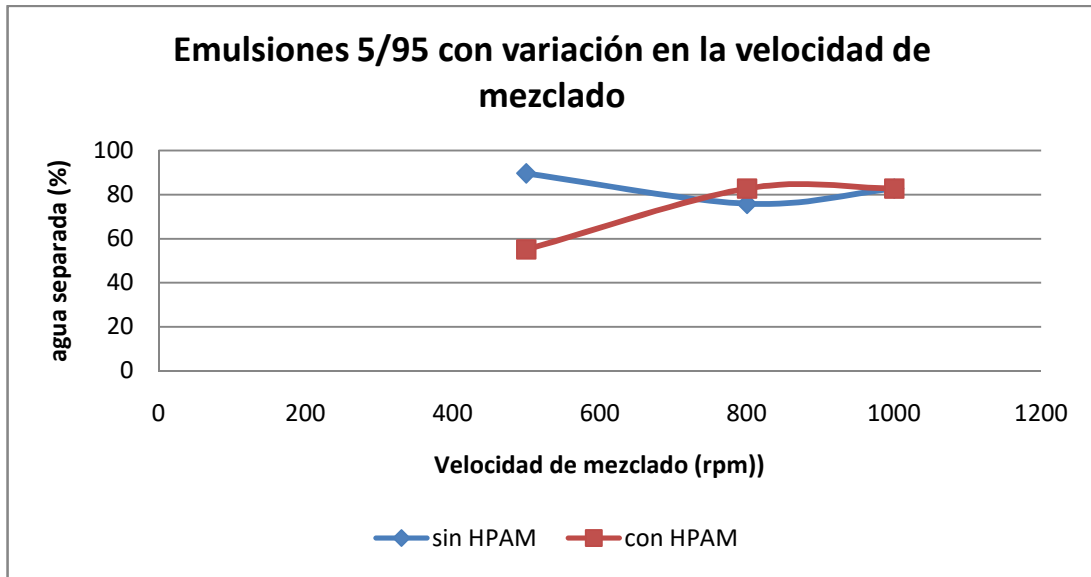


Figura 5.11. Deshidratación de emulsiones con variación en la velocidad de mezclado del sistema agua/crudo.

5.3.2.4.2. Variación de la velocidad de mezclado del sistema agua/crudo en emulsiones 10/90

Para la relación de agua/crudo de 10/90, por los valores obtenidos mostrados en la tabla 5.6, para las emulsiones con presencia de HPAM, se obtuvo un porcentaje de agua separada constante a pesar de la variación de la velocidad, indicando, que para esta relación la velocidad no es un factor determinante para la estabilidad de la misma, mientras que la deshidratación en soluciones sin polímero llega a ser de un 95% para 800 rpm.

Tabla 5.6. Características de emulsiones con una relación de agua crudo de 10/90 y variación de velocidad de mezclado.

10/90 t=4+4							
sin HPAM				con HPAM			
Agua/c rudo	Velocidad (rpm)	Agua separada (%)	Viscosidad 20s-1 (cP)	Agua/ crudo	Velocidad (rpm)	Agua separada (%)	Viscosidad 20s-1 (cP)
10/90	500	89	-	10/90	500	89	-
	800	95	230		800	89	240
	1000	84	239		1000	89	273

Las emulsiones con presencia de HPAM, han mostrado alcanzar los porcentajes de deshidratación de las emulsiones sin el polímero, por lo que nuevamente se presenta la mayor influencia por parte del incremento de la velocidad de mezclado. Sin embargo, en presencia del polímero, disminuye la eficiencia del proceso de deshidratación, obteniendo un máximo constante de 89% de agua separada como se muestra en la figura 5.12.

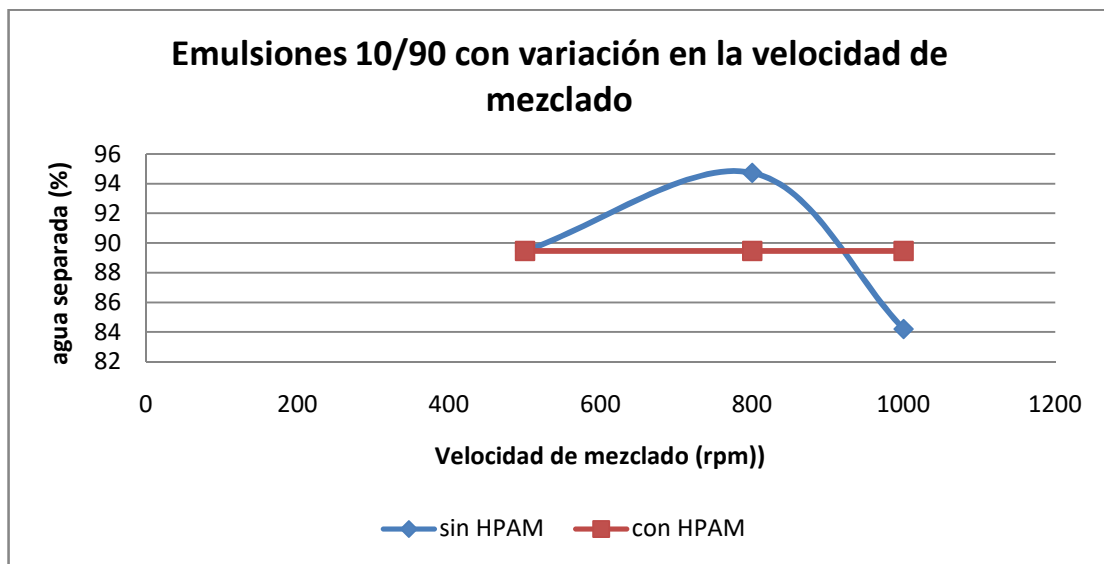


Figura 5.12. Deshidratación de emulsiones con variación en la velocidad de mezclado del sistema agua/crudo.

5.3.2.4.3. Variación de la velocidad de mezclado del sistema agua/crudo en emulsiones 15/85

Con la alícuota de fase acuosa de 15%, los porcentajes de fase acuosa separada resultaron prácticamente iguales en cada punto de velocidad tomado, como se muestra en la tabla 5.7. Se obtuvo un aumento de la viscosidad en las emulsiones con contenido polimérico.

Tabla 5.7. Características de emulsiones con WOR 15/85 y variación de velocidad de mezclado.

15/85 t=4+4							
sin HPAM				con HPAM			
Agua/crudo	Velocidad (rpm)	Agua separada (%)	Viscosidad 20s-1 (cP)	Agua/crudo	Velocidad (rpm)	Agua separada (%)	Viscosidad 20s-1 (cP)
15/85	500	85	-	15/85	500	89	-
	800	77	296		800	77	380
	1000	94	255		1000	89	390

En la figura 5.13, se observa que el comportamiento de las emulsiones es el mismo, demostrando que la presencia del HPAM, no tiene mayor influencia sobre la estabilidad de la emulsión; sin embargo, para las emulsiones con HPAM, el mayor porcentaje de agua separada fue de 90%, mientras que en al estar constituidas solo por agua de formación se logró un 94%.

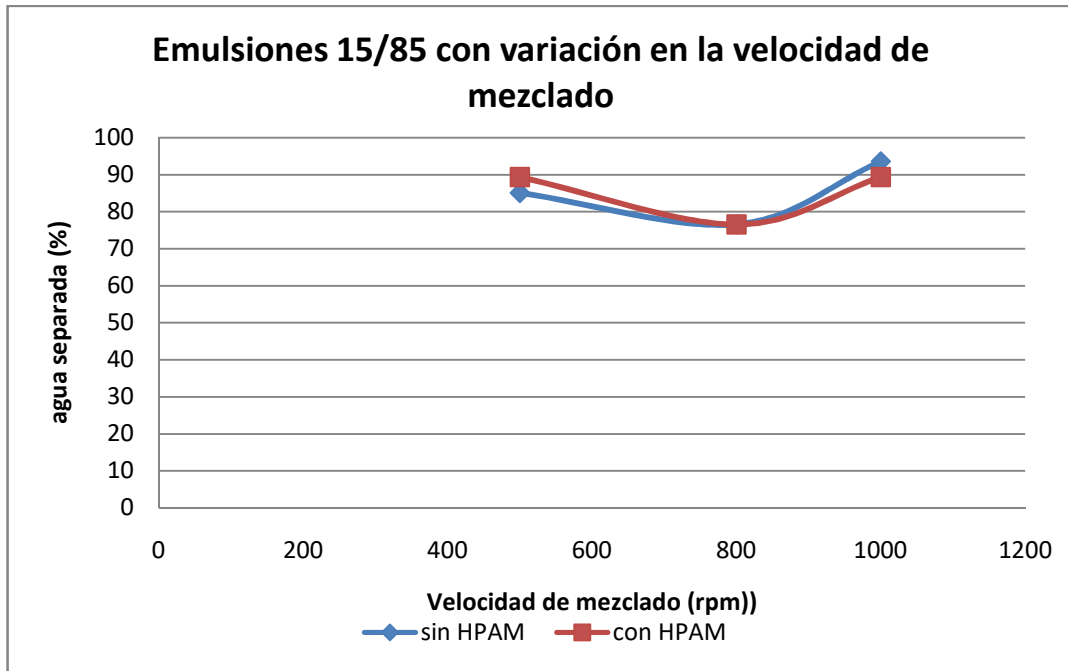


Figura 5.13. Deshidratación de emulsiones con variación en la velocidad de mezclado del sistema agua/crudo.

El integrar los resultados de las emulsiones con las diversas WOR, podemos notar que a pesar de que la presencia de HPAM no marca mayor diferencia en la deshidratación, no permite que el porcentaje de fase acuosa separada supere el 90%, mientras que en las emulsiones sin contenido polimérico, se llegó a obtener un 95%. Por lo que con el fin de trabajar con los valores críticos, se decide tomar 1000 rpm, como velocidad de mezclado y se prosigue a variar el tiempo de mezclado t_1 , correspondiente al mezclado del sistema agua/crudo previo a la adición del diluyente.

5.3.2.5. Variación del tiempo de mezclado del sistema agua/crudo (t1)

5.3.2.5.1. Variación del tiempo de mezclado del sistema agua/crudo en emulsiones 5/95

El aumento del tiempo de mezclado, tiene un efecto notable en las emulsiones, en la figura 5.14, se observa como el porcentaje de agua separada en las emulsiones con HPAM, es cada vez menor con el aumento del tiempo, esto debido a que promueve una disminución en el tamaño de las partículas de agua dispersas en el crudo aumentando su viscosidad y aumentando a su vez la superficie de la interfase agua/crudo para la adsorción del polímero. Se debe considerar la estabilidad que parece conferir el polímero a la emulsión por su constante disminución de porcentaje de agua separada, llevándolo a deshidratar solo un 39% de fase acuosa como se muestra en la tabla 5.8, mientras que en las emulsiones sin HPAM no ocurre así. Las viscosidades de la emulsión presentan un aumento con el incremento del tiempo de mezclado, que parece indicar nuevamente la estabilización otorgada por la presencia del polímero, sin embargo, en ausencia del polímero en el sistema emulsionado, también se observa un incremento de la misma.

Tabla 5.8. Características de emulsiones con WOR 5/95 y variación del tiempo de mezclado.

WOR de 5/95					
sin HPAM				con HPAM	
Velocidad De mezcl. (rpm)	Tiempo (min)	Agua Separada (%)	Viscosidad 20s-1 (cP)	Agua Separada (%)	Viscosidad 20s-1 (cP)
1000	4	83	187	83	204
	6	40	288	55	286
	8	66	309	39	298

Para las emulsiones sin contenido polimérico, se observa en la figura 5.14, un punto crítico en el proceso de deshidratación a los 6 min, donde solo se logra deshidratar

un 40%, esto debido posiblemente a que se consiguió el menor diámetro de gotas de agua suspendidas en el crudo; sin embargo a los 8 min se tiene un incremento en el porcentaje de agua separado, posiblemente en este punto las gotas se han distanciado tanto gracias a la energía suministrada, que comienzan a coalescer disminuyendo el área de interacción para el polímero y promoviendo una mayor deshidratación.

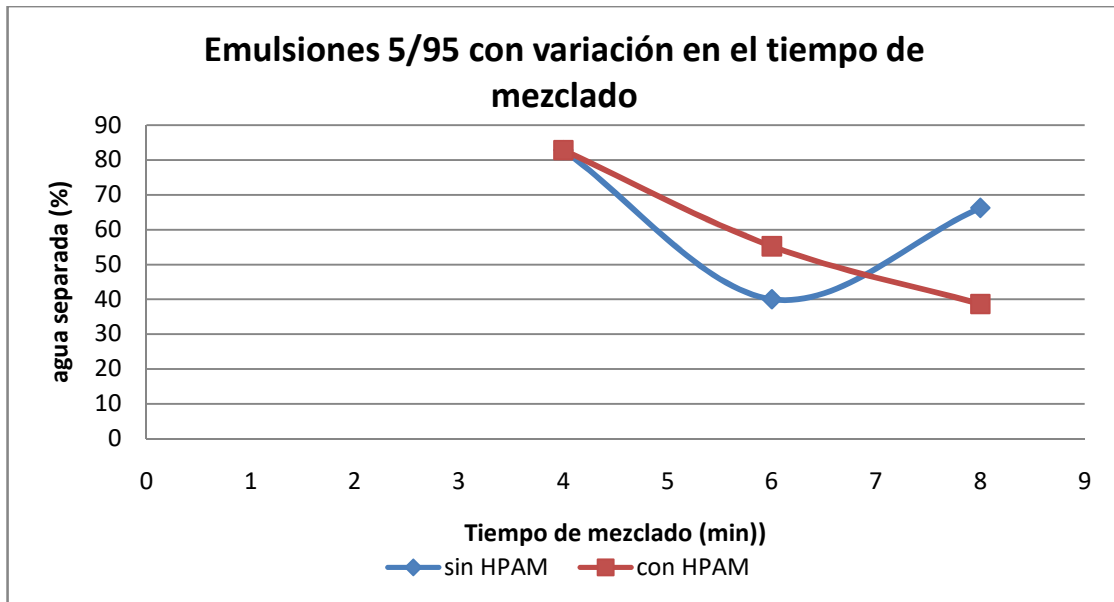


Figura 5.14. Deshidratación de emulsiones 5/95 con variación en el tiempo de mezclado del sistema agua/crudo.

5.3.2.5.2. Variación del tiempo de mezclado del sistema agua/crudo en emulsiones 10/90

Al trabajar con un 10% de fase acuosa, el mayor porcentaje de agua separada fue de 89% para una emulsión con HPAM a los 4 min de mezclado, como se muestra en la tabla 5.9 y el menor porcentaje fue de 42% también en presencia del polímero y para un tiempo de 6 minutos.

Tabla 5.9. Características de emulsiones con WOR 10/90 y variación del tiempo de mezclado.

10/90					
sin HPAM			con HPAM		
Velocidad De mezcl. (rpm)	Tiempo (min)	Agua Separada (%)	Viscosidad 20s-1 (cP)	Agua Separada (%)	Viscosidad 20s-1 (cP)
1000	4	84	239	89	273
	6	55	277	42	261
	8	68	298	74	253

A esta WOR, nuevamente se muestra un comportamiento muy similar para las emulsiones con y sin HPAM, como se observa en la figura 5.15. Demostrando que el polímero no influye tanto en la estabilidad de la emulsión como la variación del tiempo de mezclado.

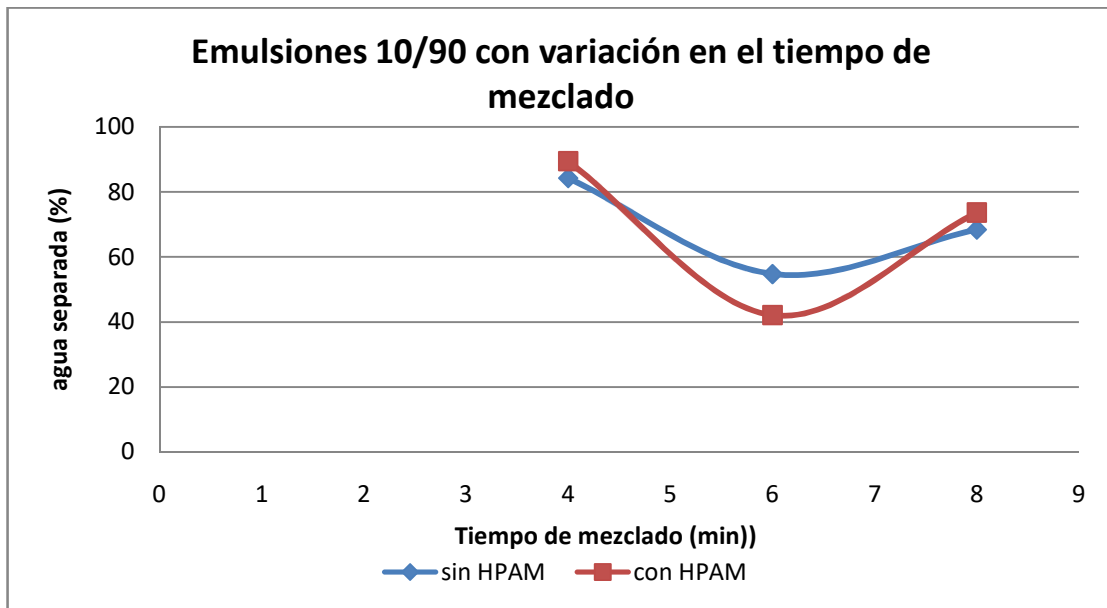


Figura 5.15. Deshidratación de emulsiones 10/90 con variación en el tiempo de mezclado del sistema agua/crudo.

5.3.2.5.3. Variación del tiempo de mezclado del sistema agua/crudo en emulsiones 15/85

Para una alícuota de 15% de fase acuosa, los resultados obtenidos se muestran en la tabla 5.10. Las viscosidades de las emulsiones formuladas, resultaron muy similares presentando los valores más altos a los 8 minutos de mezclado.

Tabla 5.10. Características de emulsiones con WOR 15/85 y variación del tiempo de mezclado.

15/85					
sin HPAM			con HPAM		
Velocidad De mezcl. (rpm)	Tiempo (min)	Agua Separada (%)	Viscosidad 20s-1 (cP)	Agua Separada (%)	Viscosidad 20s-1 (cP)
1000	4	94	255	89	259
	6	68	-	72	-
	8	64	348	77	398

Para la emulsión con presencia de HPAM, se observa que nuevamente el mayor porcentaje de deshidratación es del 90%, remarcando entonces que para todas las emulsiones con polímero es éste el valor máximo de deshidratación. Cuando el sistema está compuesto por solo agua de formación y crudo, se observa en la figura 5.16 como el porcentaje de agua separada disminuye a medida que aumenta el mezclado, quiere decir, que en este caso, las gotas siguen disminuyendo su tamaño sin dar inicio a la etapa de floculación, este efecto también se refleja con el aumento de su viscosidad, indicativo de que las gotas de agua siguen disminuyendo su tamaño aumentando así la viscosidad de la emulsión.

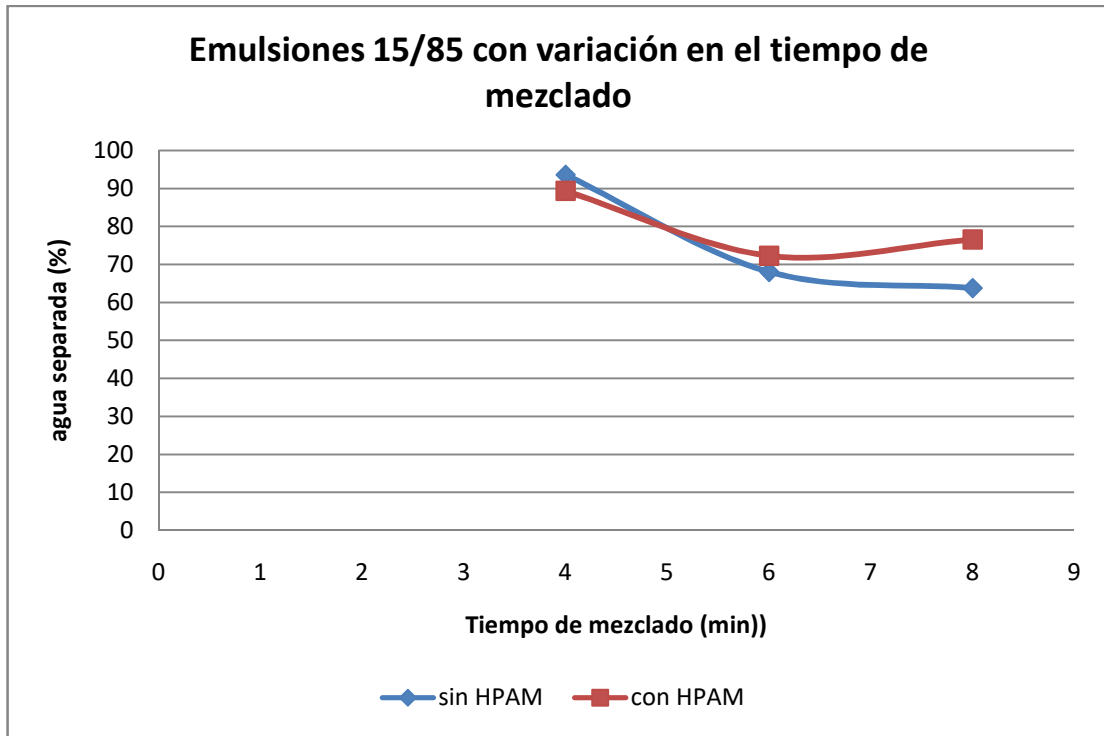


Figura 5.16. Deshidratación de emulsiones 15/85 con variación en el tiempo de mezclado del sistema agua/crudo.

5.4. Efecto de la variación del porcentaje de la fase acuosa en la estabilidad de las emulsiones

Al observar la tabla 5.11, cuando la WOR es de 30/70, el máximo porcentaje de agua separada de 81% se obtiene apenas a las 3 horas de iniciado el proceso de deshidratación para las emulsiones con contenido polimérico; sin embargo es importante destacar que para las emulsiones sin polímero a una relación WOR de 30/70, la separación de fases ocurre rápidamente también, mientras que para el resto de las emulsiones sin polímero, se tiene una separación más lenta

Tabla 5.11. Estabilidad en el tiempo variando la WOR.

Agua/ crudo	sin HPAM				con HPAM			
	5/95	10/90	15/85	30/70	5/95	10/90	15/85	30/70
Tiempo (horas)	Agua separada (%)				Agua separada (%)			
0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	2,1	48,6	0	0	2,1	7,6
2	-	-	5,5	-	-	-	7,2	-
3	5,5	8,4	12,8	70,3	1,4	11,6	13,6	81,1
4	11,0	-	-	73,0	2,8	-	-	81,1
5	-	11,6	35,7	75,7	-	17,9	42,6	81,1
24	66,2	68,4	63,8	81,1	38,6	73,7	76,6	81,1

Para el caso de emulsiones con HPAM, a una relación WOR de 5/95, se podría decir que el HPAM estabiliza la emulsión, ya que se obtiene un mínimo de deshidratación de 38%, pero al aumentar el porcentaje de fase acuosa se observa en la figura 5.17, como incluso se logra un porcentaje de agua separada mayor para emulsiones con presencia de HPAM. Por otra parte, al aumentar el porcentaje de agua, para las emulsiones sin presencia de HPAM, el comportamiento no presenta grandes variaciones, como se puede apreciar en la figura 5.17, los porcentajes están en realidad muy cercanos entre sí.

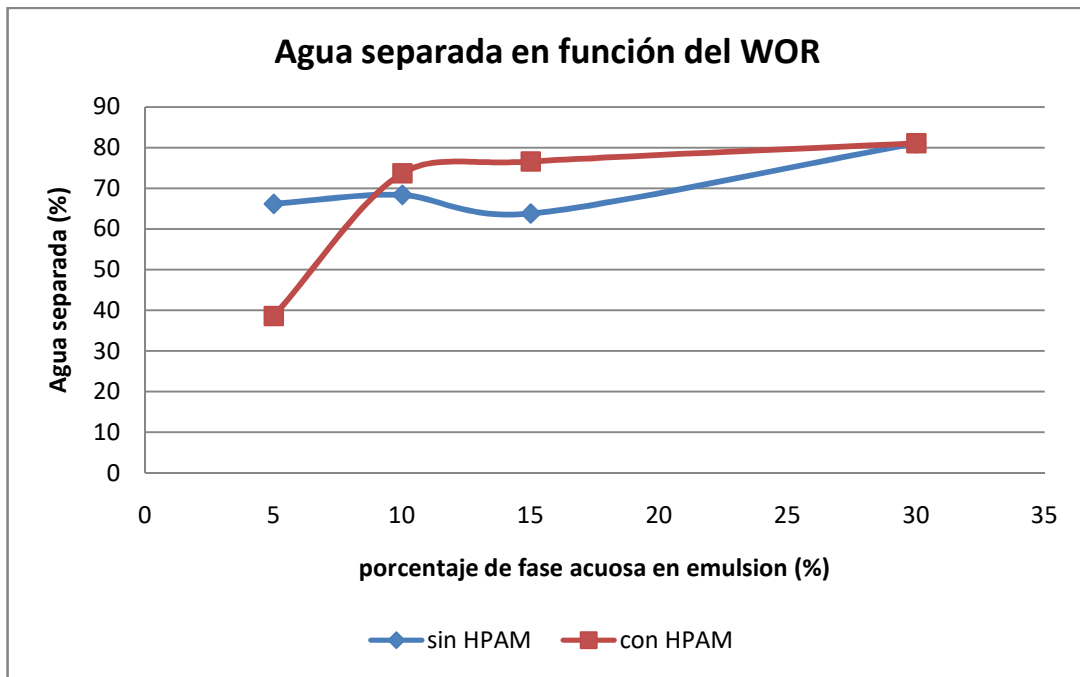


Figura 5.17. Porcentaje de agua separada variando la WOR.

Si estudiamos las curvas de estabilidad en función del tiempo mostradas en la figura 5.13, observamos que la primera etapa de la deshidratación, es decir, la etapa de iniciación en la que ocurre la ruptura de la emulsión mediante el acercamiento de las gotas y el drenaje de la película intergota para su coalescencia, solo se muestra para las emulsiones con alto contenido de agua de 15 y 30%, mientras que para las de 5 y 10%, la curva no presenta la forma sigmoide característica, indicando que el diámetro de las gotas coalescidas no son lo suficientemente grandes en corto tiempo, para proseguir con su sedimentación por gravedad.

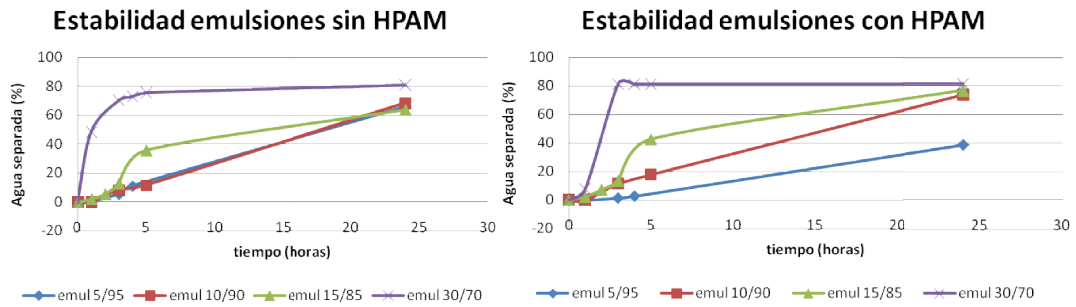


Figura 5.18. Estabilidad en función del tiempo.

Las interfases se mostraron bien definidas durante todo el proceso de deshidratación, pero la calidad del agua varió considerablemente, el nivel de turbidez observado en el agua separada es mucho mayor en las emulsiones con contenido polimérico, así como también presenta un color amarillento más oscuro, en la tabla 5.7 se pueden apreciar dichas características. Esto debido a que el polímero se adhiere a las fracciones más pesadas del crudo, retardando la separación y/o precipitación de las mismas.

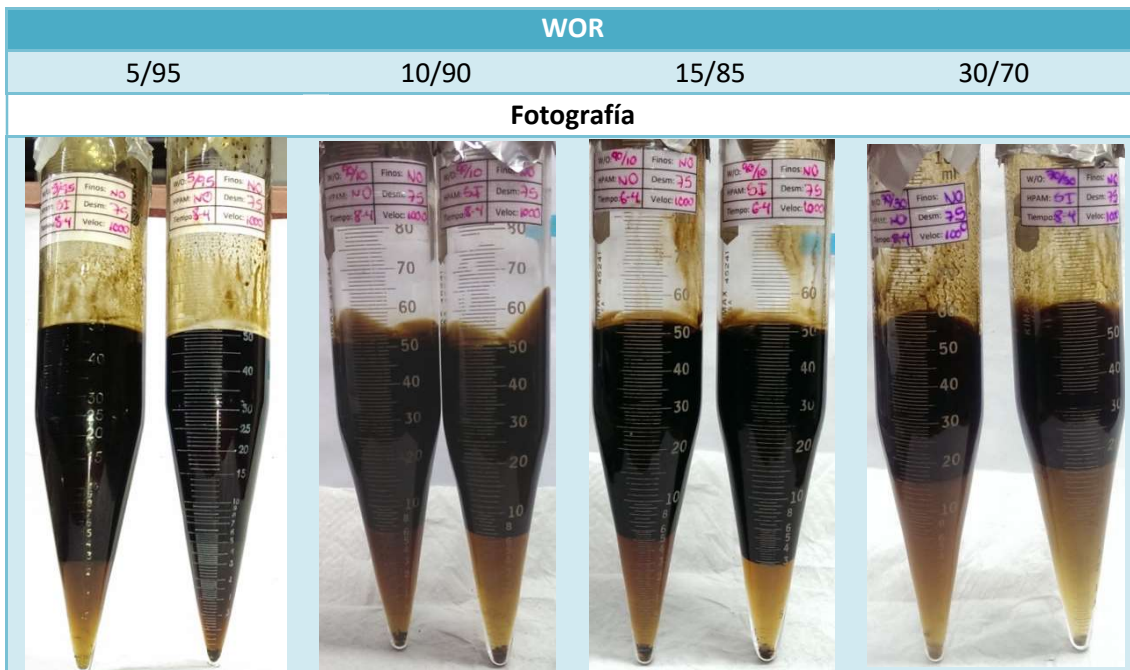


Figura 5.19. Vistas de las emulsiones finalizada la prueba de deshidratación.

5.5. Efecto de la variación de la concentración de polímero en el agua de inyección para la deshidratación de emulsiones

Al variar la concentración de HPAM en el agua de inyección, se observó que para concentraciones de polímero de 1000 y 2000 ppm, el porcentaje de agua separada fue de 72%, mostrados en la tabla 5.12. Mientras que para una concentración de 3000 ppm, el valor obtenido fue de 81%. Es decir, a mayor concentración del polímero, se obtendrá un mayor porcentaje de agua separada, se observa como a las 4 horas de iniciada las pruebas de botellas, la emulsión con 3000 ppm de HPAM, ya alcanzaba el 72% de deshidratación.

Tabla 5.12. Estabilidad de la emulsión con WOR 15/85 y variación de la concentración de polímero.

Tiempo (horas)	Concentración de HPAM (ppm)		
	1000	2000	3000
	Agua separada (%)		
0	0	0	0
1	0	0	1
2	4	5	21
3	-	38	-
4	36	-	72
5	43	51	72
6	-	53	-
24	72	72	81

Es importante recordar, que el valor máximo de potencial Z negativo se encontraba a una concentración de 3000 ppm. A pesar de obtener el mayor porcentaje de agua separada para esta concentración, se debe tomar en cuenta que este aumento influye directamente en un aumento de la viscosidad, por lo que en la práctica se obtendrán emulsiones más viscosas con lo que será un poco más complicado el manejo en superficie. En la figura 5.20, se aprecia el incremento del 9% para una concentración de HPAM. Es importante definir que en este caso la tendencia del

HPAM a estabilizar las emulsiones no predomina tanto, ya que el crudo contiene poco porcentaje de asfaltenos y el HPAM tiene tendencia a estabilizar emulsiones en presencia de altas fracciones de asfaltenos.

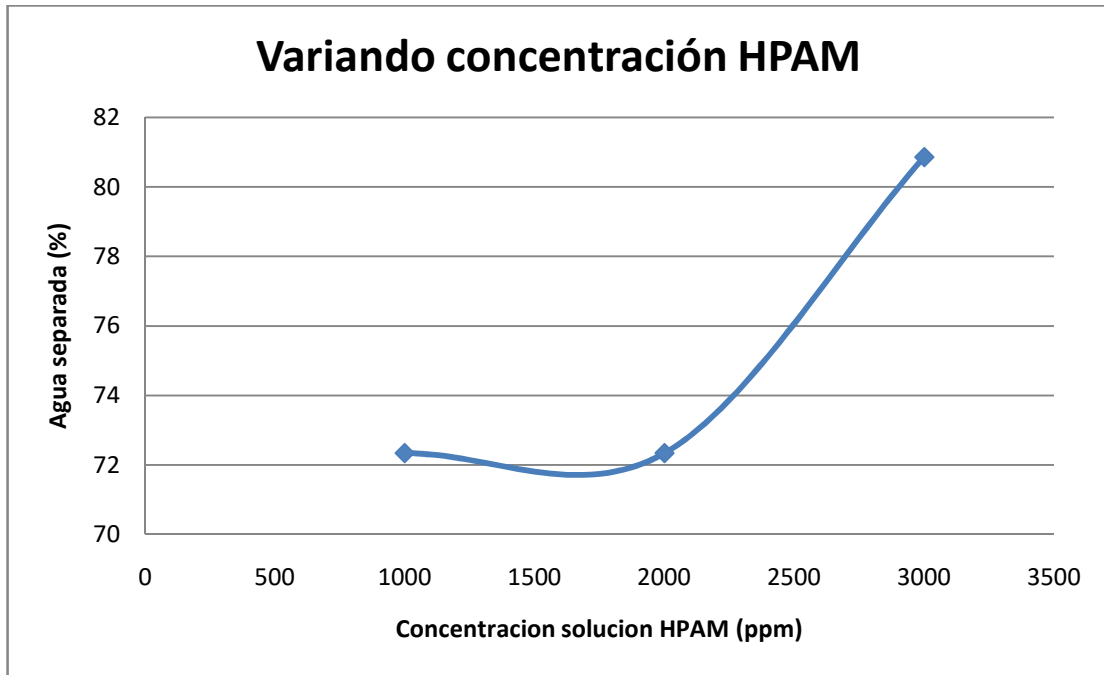


Figura 5.20. Estabilidad variando la concentración del polímero.

A pesar de que los porcentajes de agua separada son cercanos, las etapas en el proceso de deshidratación resultaron diferentes para la alícuota de 15% de agua como se puede ver en la figura 5.21, ya que a tan solo 4 horas de iniciado el proceso de deshidratación la emulsión ya se encontraba con un 72% de agua separada, mientras que las alícuotas de 5 y 10% todavía no se había logrado separar ni el 50%.

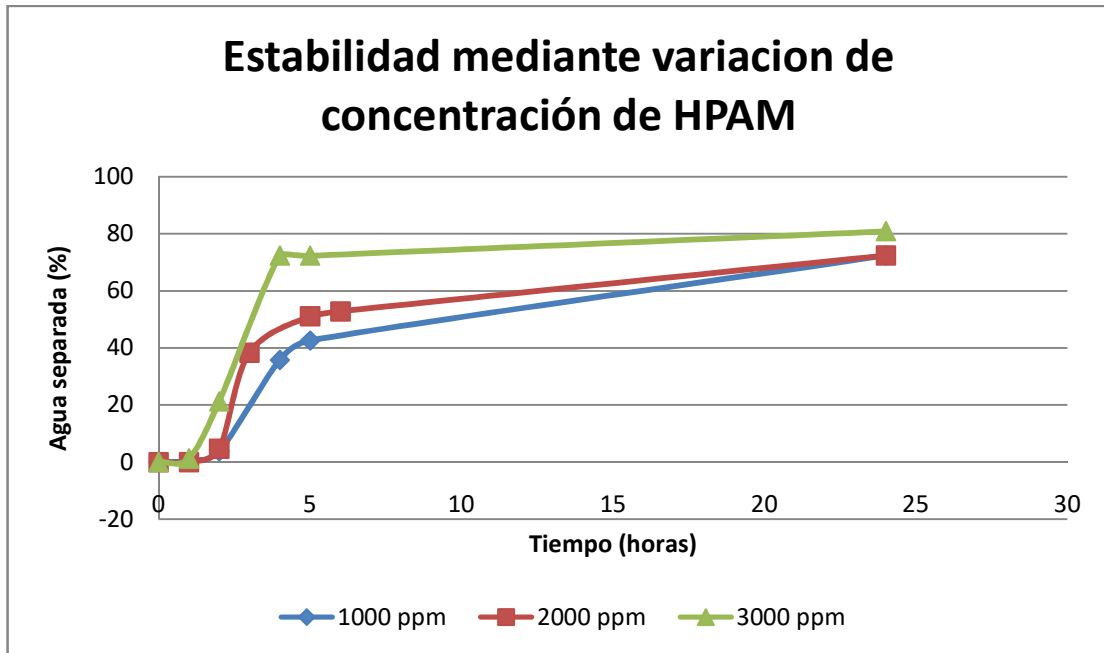


Figura 5.21. Estabilidad en función del tiempo con variación de concentración de HPAM.

En la figura 5.22, se observan las pruebas de botella realizadas transcurridas las 24 horas. La interfase se mantuvo definida, posiblemente a que el HPAM, contribuye en la mejora del empaquetamiento de las gotas en la interfase. El agua obtenida es de calidad muy baja con presencia de compuestos pesados precipitados. A mayor concentración de polímero, peor resultó la calidad del agua.

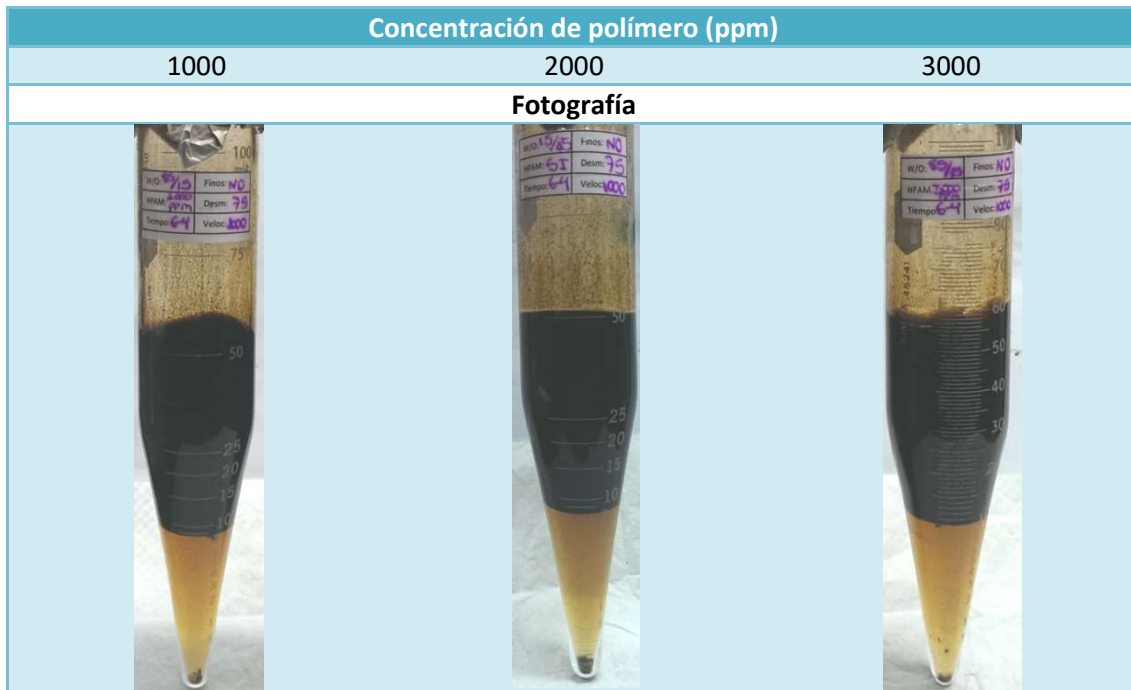


Figura 5.22. Fotografías de emulsiones al culminar las pruebas de botella variando la concentración de polímero.

5.6. Efecto del cambio en la relación “agua de formación/solución polimérica” en la deshidratación de las emulsiones

La presencia de sales en la emulsión ayuda a activar los surfactantes naturales existentes en el crudo, mientras que respecto al polímero, promueven su degradación disminuyendo sus efectos. Al variar el porcentaje de solución polimérica en la relación Agua de formación/Solución acuosa, se observa en la figura 5.23, como con el aumento de la fracción de HPAM se produce un aumento en el porcentaje de agua separada.

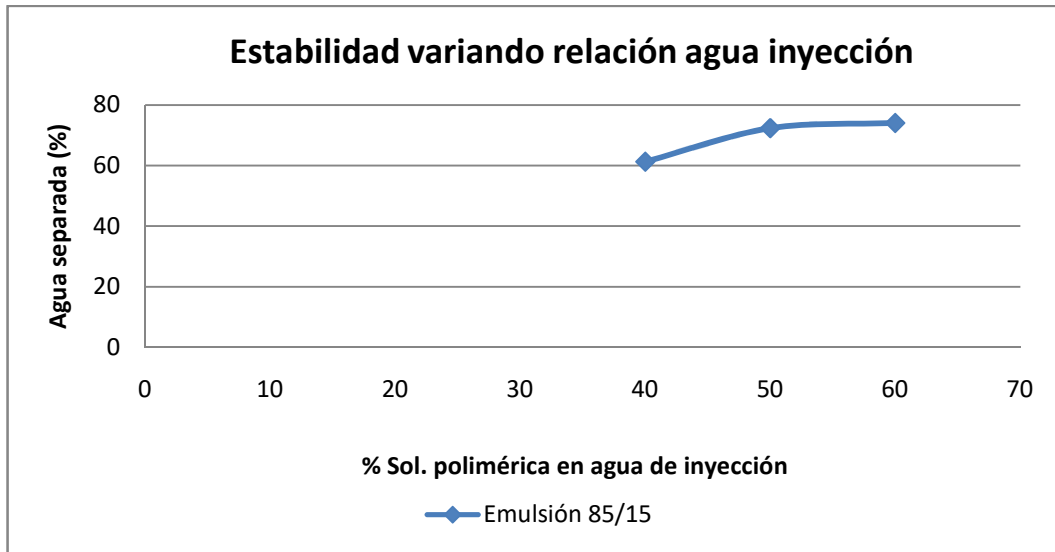


Figura 5.23. Estabilidad en función de la relación de HPAM en el agua de inyección.

Para las alícuotas de 50 y 60% la variación no es sino de apenas un 2%, mientras que para un 40% de HPAM, es decir un 60% de agua de formación se presenta un mínimo en la gráfica de estabilidad, esto se debe a que la sal neutraliza las cargas eléctricas a lo largo de la molécula de polímero acortándolas y volviéndolas mas esféricas, disminuyendo las interacciones entre las partículas del polímero y reduciendo su viscosidad.

Tabla 5.13. Estabilidad de la emulsión con WOR 15/85 y variación de la relación de polímero/agua de formación.

	Porcentaje de HPAM (%)		
	40	50	60
Tiempo (horas)	Agua separada (%)		
0	0	0	0
1	0,0	0	0,0
2	1	5	4
3	-	38	-
4	9	-	43
5	15	51	60
6	17	53	61
24	61	72	74

En la figura 5.24, se observan las curvas de estabilidad en función del tiempo, las alícuotas de 50 y 60% presentan una curva sigmoidea bien definida. Donde a las 5 horas de iniciada la prueba ya se tiene más de un 50% de fase separada, siendo el máximo valor de aproximadamente 73%, es decir la tercera etapa de deshidratación en la que disminuye la conductancia y aumenta el volumen de la fase separada, se encuentra más que definida a las 5 horas. Por otra parte para la alícuota de 40% de HPAM, la curva es mucho más suavizada, la emulsión requiere de más tiempo, para poder deshidratar más del 50% del agua contenida.

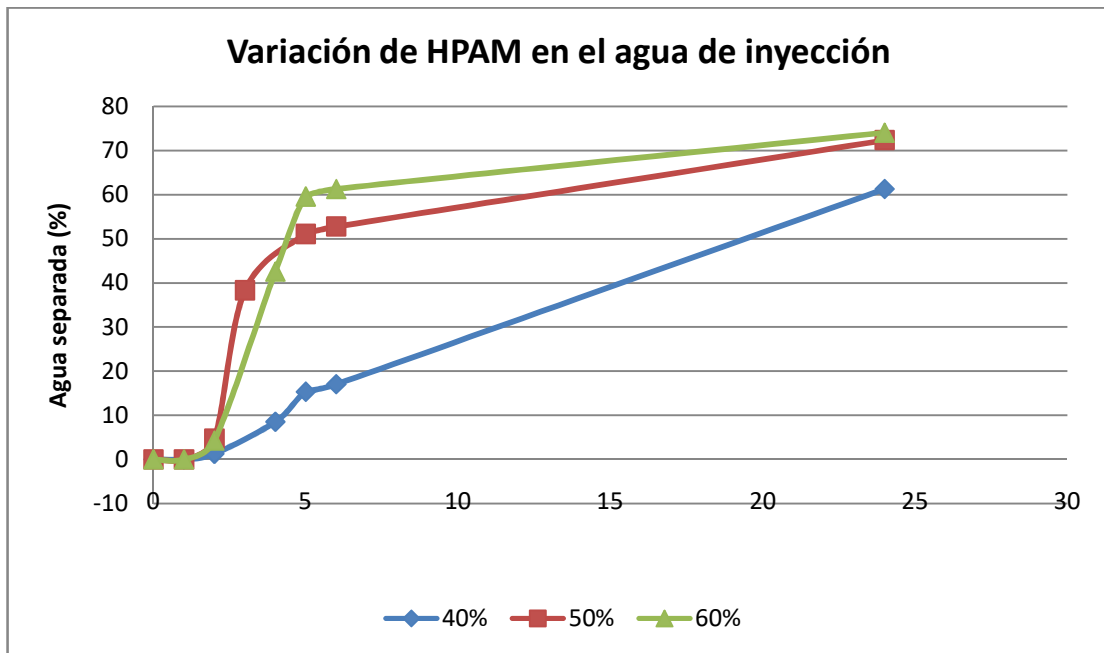


Figura 5.24. Estabilidad en función del tiempo de las variaciones de HPAM en el agua de inyección.

En la figura 5.25, se muestran las pruebas de botella a las 24 horas. La calidad del agua es baja, sin embargo, a mayor porcentaje de polímero en la relación del agua de inyección, se observa como el nivel de turbidez de la fase de agua separada es mayor, ratificando la influencia del polímero en la calidad del agua. La interfase en todas sus relaciones se mantuvo bien definida a lo largo de la prueba.

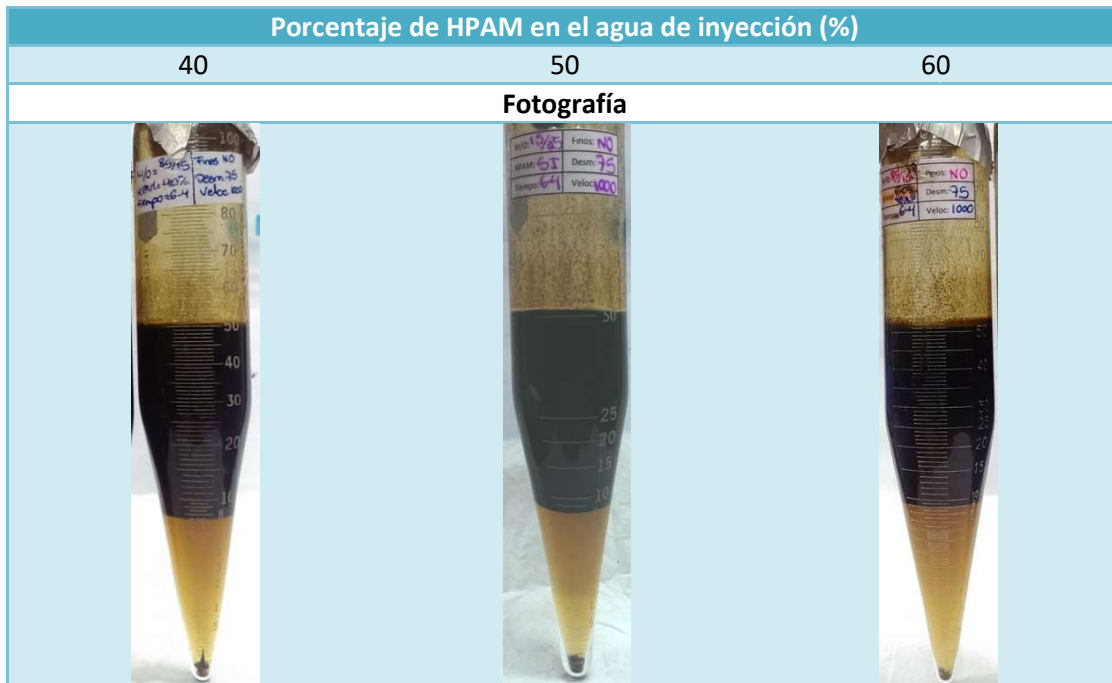


Figura 5.25. Fotografías de emulsiones con variación de la relación de HPAM en el agua de inyección.

5.7. Efecto de la concentración de química desemulsificante 6276 en la deshidratación de emulsiones con contenido polimérico

La química desemulsificante 6276, fue sintetizada especialmente para este tipo de emulsiones. En la figura 5.26, se observa la eficiencia del mismo, logrando un 90% de deshidratación y encontrando para un porcentaje de fase acuosa de 10% el punto más bajo la curva. Es importante destacar que para una concentración de 150 ppm de la química desemulsificante 6276 usada en campo en la actualidad, se tiene el punto de menor altura en la gráfica de la figura 5.26.

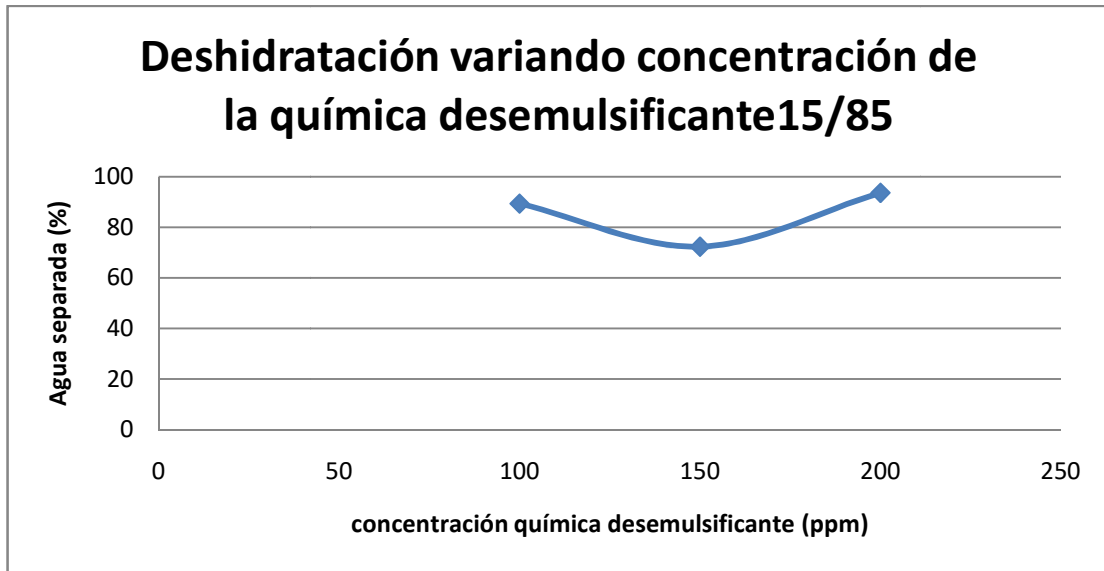


Figura 5.26. Estabilidad variando la concentración de la química deshidratante.

Observando la figura 5.27, se aprecia la mala calidad del agua con el uso del desemulsificante, se obtiene un aguaturbia, amarillenta y con presencia de fracciones precipitadas.



Figura 5.27. Fotografía de las emulsiones al finalizar la deshidratación con variación de la química deshidratante.

5.8. Efecto de la presencia de arenas y/o finos en la estabilidad de las emulsiones

La presencia de finos en la fase acuosa, disminuye drásticamente la capacidad de deshidratación de las emulsiones. En la figura 5.28, se muestra como en presencia de finos, las emulsiones no logran deshidratar ni un 60% de su fase acuosa, aún ni en los porcentajes de agua más altos. Esto se debe al proceso de desorción del crudo a los sólidos, al ser desplazado por el polímero como consecuencia de su dominio en el proceso de adsorción a los sólidos.

Podría inferirse que la estabilidad de las emulsiones en las corrientes de Petrocedaño se deben al arrastre de finos por el barrido del polímero en el yacimiento ya que las corrientes de producción de este proyecto piloto presenta problemas por sobreproducción de finos; sin embargo la empresa mixta de Petrocedaño, cuenta con potentes bombas que se encargan de succionar el crudo con el fin de acelerar el proceso de producción, sin embargo, la potencia a la que trabajan es tan alta que no solo ayuda al petróleo a subir a la superficie sino que también trae consigo arenas y finos presentes en la formación. Aumentando así el porcentaje de sólidos en la emulsión.

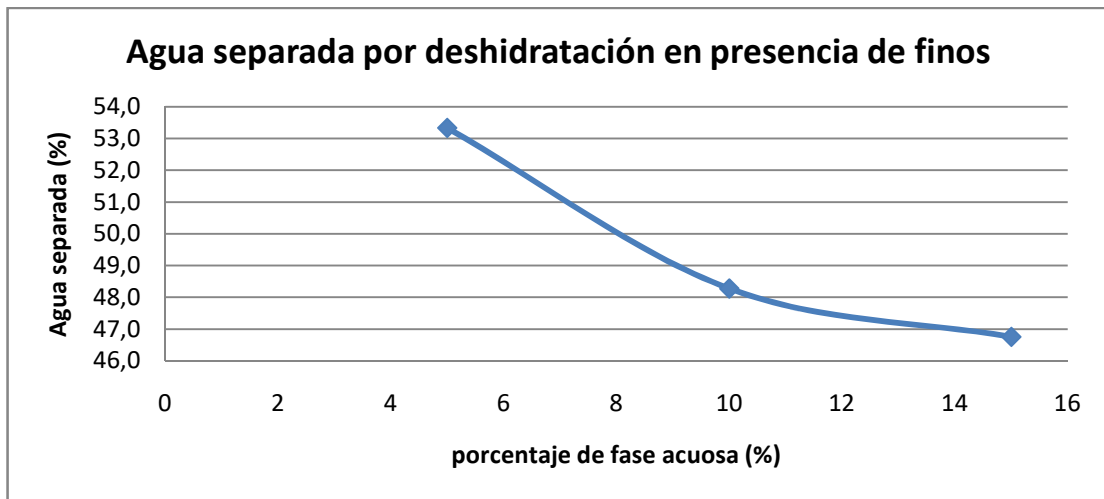


Figura 5.28. Estabilidad en función del porcentaje de fase acuosa.

En la prueba de estabilidad en función del tiempo, mostrado en la figura 5.29, las curvas sigmoideas obtenidas para las 3 alícuotas se comportaron de manera muy similar. Antes se destaca la influencia del porcentaje de agua en la emulsión, pero en presencia de los finos, las emulsiones se comportan igual. Indicando el nivel de estabilidad que aporta la inclusión de finos en emulsiones con contenido polimérico de HPAM. Concluyendo que la estabilidad proporcionada por el polímero está dominada por la estabilización electrostática.

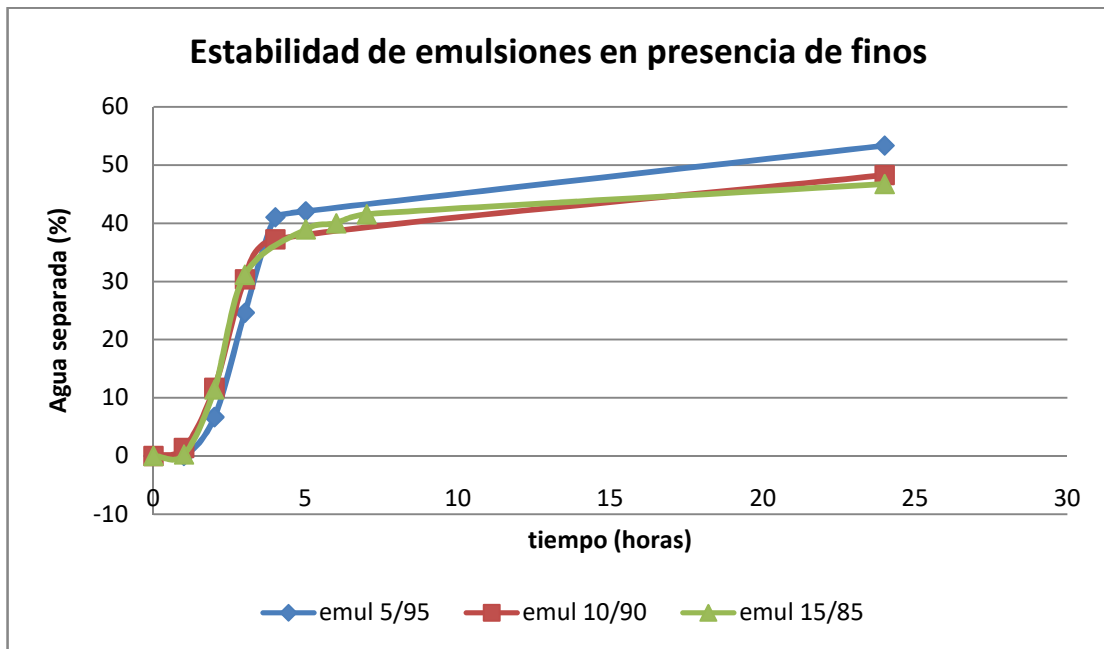


Figura 5.29. Estabilidad de emulsiones en presencia de finos en función del tiempo.

Respecto a las características visuales de las pruebas de botella, se observa en la figura 5.11, que para la alícuota de 5% la calidad del agua fue muy mala, presentando un color marrón con altos niveles de turbidez y conteniendo mayor volumen de precipitados entre las 3 alícuotas tomadas. Para una fase acuosa de 15%, el agua sigue siendo amarilla, pero sin tonos marrones y el contenido de precipitados es menor; sin embargo sigue siendo agua de mala calidad.



Figura 5.30. Vistas de las pruebas de botellas con contenido de finos a las 24 horas.

Una vez finalizadas todas las variaciones correspondientes según la metodología planteada y el análisis de los resultados obtenidos, procedemos a la redacción de las conclusiones y posteriormente a la generación de las recomendaciones con el fin de solucionar la problemática presente en el campo de Petrocedeño.

CONCLUSIONES

- Una mayor concentración de HPAM en la fase acuosa del sistema, provoca mayor eficiencia en el proceso de deshidratación de las emulsiones con crudo de Petrocedeño.
- La presencia de sólidos es un factor determinante en la estabilidad de las emulsiones con HPAM, provenientes de Petrocedeño. El polímero se adhiere a la superficie del sólido incrementando la estabilidad de las emulsiones, permitiendo tan solo un 54% de agua separada.
- La velocidad y el tiempo de mezclado como factores fluomecánicos, son los de mayor incidencia en la estabilidad de las emulsiones de Petrocedeño.
- El tiempo de mezclado en el proceso de emulsión, es el factor fluomecánico de peso que disminuye la eficiencia del proceso de deshidratación en las emulsiones.
- La presencia de sales monovalentes y divalentes disminuyen la eficiencia del proceso de deshidratación.
- Al disminuir las sales, se obtiene un incremento del porcentaje de agua separada que termina estabilizándose al mismo valor para diferentes relaciones de agua/crudo.
- Se puede continuar con el tratamiento actual, manteniendo un constante análisis del agua producida y tomando medidas para el control del aumento en el corte de agua y/o producción de arenas.
- Debido a que el polímero se adhiere a las fracciones pesadas del crudo, es probable que parte de ese proceso de adhesión este causando la turbidez en el agua separada en el proceso de deshidratación.

RECOMENDACIONES

- Servicio de mantenimiento al aparataje de manejo y control de sólidos para evitar la presencia de los mismos en los equipos aguas abajo (deshidratadores electroestáticos, tanques de lavado, separadores).
- Evaluar el efecto de la mezcla de finos-HPAM en la estabilidad de las emulsiones generadas en las corrientes de producción de Petrocedeño.
- Disminución de potencia en las bombas de succión de los pozos que conforman el proyecto piloto.
- Inyección de humectante de sólidos.

BIBLIOGRAFÍA

- Aguirre, N. (2013). "Estudio de las interacciones polímero-surfactante, para la recuperación de crudo extrapesado en yacimiento de la faja petrolífera del orinoco". Tesis de Pregrado. Universidad Central de Venezuela.
- Baker Hughes INTEQ. (2002). Manual de medición MasterSizer. 20p.
- Becher, P. (1972). Emulsiones: Teoría y Práctica. Blume. Primera Edición española. Madrid.
- Guanche D., Angélica. (2005). "Efectos de los surfactantes iónicos y no iónicos sobre las propiedades de emulsiones de crudo extrapesado en agua estabilizada con surfactantes naturales". Tesis de Pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- Gutiérrez, X.; y Rivas, H. (1992). Surfactantes naturales. Parte I. Propiedades interfaciales [Informe técnico]. PDVSA Intevep INT-02571. Los Teques, Venezuela.
- Irima, E. (2014). "". Tesis de Pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- Jefreys, G; Davies, J. (1971). Coalescence of liquid droplets and liquid dispersión. En recent advances in liquid-liquid extraction, Hason C (Ed), New York, E.E.U.U.
- Lake, L. (1989). Enhanced Oil Recovery. Prentical Hall, NJ.
- Layrisse, I.; Rivas, H.; Acevedo, S. (1984). Isolation and characterization of natural surfactants present in extra heavy crude oils. J. DispersionSci. Technol.,5(1):1-18.
- Lopez, F. (2004). Fundamentos de polímeros. (Edición 2004). Facultad de ciencias, Dpto. de Química. Universidad de los Andes. 63p.
- Mezger, P. (2001). The Rheology Handbook. (3era. Ed)

- Mingyuan, Li.; Mingjin, Xu.; Meiqin, Lin & Zhaoliang, Wu.(2007). The Effect of HPAM on Crude Oil/Water Interfacial Properties and the Stability of Crude Oil Emulsions. Journal of Dispersion Science and Technology.
- Mungan, N. (1969). "Rheology and Adsorption of Aqueous Polymer Solutions.". Journal of Canadian Petroleum Technology.
- Pancharoen, M. (2009). "Physical Properties of Associative Polymer Solutions". Stanford University. Dept. of Energy Resources Engineering.
- PDVSA S.A. (2016). Informe de Gestión Anual 2016. Dirección URL: http://www.pdvsa.com/images/pdf/iga/IGA_2016_Compilado.pdf Fecha de consulta: 11 de Septiembre de 2017. 136p.
- Pye, D.J. (1964) "Improved Secondary Recovery by Control of Water Mobility". Journal of petroleum technology.
- Romer, S., Alvarado, A., Martinez, E., y Gutierrez, X. (2015). Desarrollo de métodos de desestabilización y rompimiento de emulsiones W/O estabilizada por sólidos a través de la inversión de fase. SPE WVPS-374. 12p
- Ross, S.; y Morrison, I.D. (1993). Colloidal systems and interfaces. New York, E.E.U.U. 289p.
- Salager, J. (1987). Bases fundamentales del papel de la química deshidratante: Influencia de la formulación fisicoquímica sobre la estabilidad de una emulsión. Rev. Técn. PDVSA Intevep, Los teques, Venezuela.
- Salager, J.P. (1993) Emulsiones Propiedades y Formulación. Versión N°2. Mérida, Venezuela: Laboratorio de Formulación, Interfases, Reología y Procesos (FIRP). Escuela de Ingeniería Química. Universidad de los Andes. 32p.

- 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. (2005) Recuperación Mejorada de Petróleo. Mérida, Venezuela: Laboratorio de Formulación, Interfases, Reología y Procesos (FIRP). Escuela de Ingeniería Química. Universidad de los Andes. 34p.
- Salager, J.P; y Marfisi, S. (2002). Deshidratación de crudo: Principios y tecnología. Mérida, Venezuela: Laboratorio de Formulación, Interfases, Reología y Procesos (FIRP). Escuela de Ingeniería Química. Universidad de los Andes. 37p.
- Sheng, J. (2010). Modern chemical enhanced oil recovery- theory and practice (1a ed.). Oxford, Inglaterra: Elsevier.
- Sorbie, K.S. (1991). Polymer-improved Oil Recovery. Blackie and Son, Ltd. Glasgow, Scotland.
- Thomás, S. 2008. Enhanced oil recovery—an overview. Oil & Gas Science and Technology.
- Vera H,; y Loyo J. (2003). “Evaluación de la opción “The polymer flood model” del eclipse 100”. Tesis de Pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- Vold, R.; Groot, R.C. (1962). An ultracentrifugal method for the quantitative determination of emulsion stability. J. Phys. Chem.
- Wever, D.; Picchioni, F.; Broekhuis, A. “Polymers for Enhanced Oil Recovery: A paradigm for structure-property relationship in aqueous solution”. Progress in polymer science journal. Elsevier.
- Yoris, F.; y Ostos, M. (1997). Geología de Venezuela. Capítulo I. E.I.G LITOS C.A. Caracas, Venezuela.

APÉNDICE A:

Cálculos tipo

Apéndice A.1. Determinación de la relación crudo/nafta

En este caso, se desea determinar una relación que nos permita obtener un crudo diluido de 16°API. Por lo que se utilizó un sistema de ecuaciones con la ecuación A.1, representando a la relación entre fracciones del crudo/nafta y su gravedad API y la ecuación A.2, representando la unidad de la suma de las fracciones.

$$16 = 8 * x_1 + 50 * x_2 \quad \text{A.1}$$

$$1 = x_1 + x_2 \quad \text{A.2}$$

Donde:

X₁: Fracción de Crudo de Petrocedeno.

X₂: Fracción de Nafta.

Apéndice A.2. Cálculos para preparar solución polimérica madre con HPAM a 5000 ppm

Para una concentración de 5000ppm, se tiene una relación de 5000 mg de HPAM por cada litro de agua. Por lo tanto, mediante la siguiente ecuación se obtienen los gramos para preparar dos litros de solución polimérica:

$$m_1 = \frac{v_1 * m_2}{v_2} \quad \text{A.3}$$

Donde:

m₁: Masa requerida de HPAM granulado (g).

v₁: Volumen en litros requerida de HPAM granulado.

m₂: Masa de HPAM granulado para 1 litro de solución (g).

v₂: 1 litro de agua.

Apéndice A.3. Cálculos para la preparación de diluciones de soluciones poliméricas

$$C_1 * V_1 = C_2 * V_2 \quad \text{A.4}$$

Así la alícuota queda:

$$V_2 = \frac{C_1 * V_1}{C_2} \quad \text{A.5}$$

Donde

C_1 = concentración de la solución que se desea preparar (ppm).

V_1 = volumen de la solución que se desea preparar (ml).

C_2 = concentración de la solución madre (ppm).

V_2 = volumen que se debe tomar de la solución madre (ml).

Apéndice A.4. Cálculo para determinar el porcentaje de agua separada

$$Agua_{sep}(\%) = \frac{Agua_{sep}}{V_{total}} * 100\% \quad \text{A.6}$$

Donde:

V_{total} : Volumen total de agua en la emulsión (ml)

$Agua_{sep}$: El volumen de fase acuosa separada mediante las pruebas de estabilidad (ml).

El volumen total de agua en la emulsión, vendría representado por:

$$V_{total} = V_{a.c} + V_{a.a} \quad \text{A.7}$$

Donde:

$V_{a.c}$: Volumen de agua contenido en el crudo. Será el 10% del volumen de crudo añadido (ml).

$V_{a.a}$: Volumen de agua añadida como fase acuosa (ml).

APÉNDICE B:
**Procedimientos operacionales y
experimentales.**

Apéndice B.1. Procedimiento de instalación del sistema para el proceso de emulsión

1. En primer lugar, se enciende el baño térmico y se coloca a la temperatura deseada para la emulsión. Las muestras a participar en el proceso, deben mantenerse en el horno a la misma temperatura.
2. Seleccionar e instalar en el mezclador, la varilla de mezclado. En este caso, se utilizó una varilla de tipo helicoidal.
3. Pre-calentar el beaker metálico con chaqueta a utilizar, seleccionado previamente según el volumen de la emulsión a obtener. Para este trabajo se utilizaron dos beaker, el primero con una capacidad de 400 ml y el segundo con una capacidad de 800 ml.
4. Instalar la manguera de salida del agua del baño térmico a la conexión superior del beaker metálico y la de entrada se conecta a la parte inferior del beaker metálico. Se procede a abrir la llave de paso del agua hasta verificar la circulación de la misma.
5. Regular la velocidad a la que se realizará la emulsión y se ajusta el cronómetro al tiempo deseado.
6. Se lleva a cabo el proceso de emulsión según las características planteadas por el investigador. Una vez finalizado, se detiene el motor.
7. Se almacena la muestra en un recipiente limpio y seco.
8. Se cierra la llave de paso del agua del baño térmico.
9. Se desconecta la manguera de la parte superior del beaker metálico y se acerca el beaker a un depósito para proceder a descargar el agua que se encuentra en la chaqueta, retirando la manguera de la parte inferior y permitiendo así la salida del agua.
10. Se apaga el baño y se procede a realizar la limpieza del beaker metálico y el área de trabajo.

Apéndice B.2. Procedimiento de medición en el densímetro DM4-4500

1. Limpiar la celda que contiene la muestra, esto con la finalidad de eliminar posibles restos de muestras de mediciones anteriores y obtener valores más precisos.
2. Se establece en el sistema la temperatura a la cual se desea realizar la medición de densidad.
3. Se introduce la muestra en la celda de medición con el uso de una jeringa.
4. Verificar en la pantalla frontal del equipo que toda la celda está llena de muestra y libre de burbujas de aire.
5. Se da inicio a la medición y el equipo reportara en pantalla el valor de densidad a la temperatura establecida y la gravedad API a 15°.

Apéndice B.3. Procedimiento de medición en el reómetro MCR-302

A continuación se describe el procedimiento seguido para realizar las mediciones de viscosidad en el reómetro AntonPaar MCR-302.

B.3.1. Previsiones antes de encender el reómetro

Para garantizar el correcto funcionamiento del reómetro, antes de encenderlo es necesario asegurarse de tener encendido el baño de refrigeración y el compresor, este último con aproximadamente 1 hora de anticipación.

B.3.2. Procedimiento para la calibración del equipo

Antes de realizar las mediciones se debe hacer un chequeo con aire (Air Check), para verificar si el equipo se encuentra calibrado. Este procedimiento consiste en medir el Torque (μNm) en función del ángulo de deflexión ($^{\circ}$) utilizando aire como fluido de medición. El ángulo de deflexión varía de 0 a 360°. Si el equipo se encuentra calibrado los valores de Torque reportados deben oscilar entre -0,05 y 0,05 μNm , de

lo contrario se debe hacer el “Ajuste de motor” del equipo y realizar un segundo “Air Check” a manera de verificar que el equipo ya esté calibrado. Este procedimiento de calibración se realiza para la geometría con la cual se quiere hacer las mediciones de viscosidad.

B.3.3. Procedimiento para fijar los parámetros de medición

Una vez que el equipo está calibrado se procede a realizar la plantilla (Figura 4.5) con los parámetros de medición que se requieran. Para el caso de evaluar las soluciones acuosas de polímero correspondientes al estudio de estabilidad térmica se diseña una plantilla para realizar mediciones de viscosidad en cP a una temperatura constante de 60 °C y una tasa de corte variable de 5 a 35 s⁻¹.

B.3.4. Procedimiento para colocar la muestra en el equipo e inicializar la medición

1. Se colocan 19 cc de solución dentro del porta muestra.
2. Se coloca el porta muestra en el reómetro.
3. Se coloca la parte superior de la geometría en el rotor del cabezal del reómetro
4. Se ubica el sistema de medición en la posición para medir.
5. En el software Rehoplus se hace “click” en la pestaña “start” de la plantilla de medición.

Apéndice B.4. Procedimiento de medición con el viscosímetro HAAKE RC-20

1. Encender el baño térmico y ajustar a la temperatura deseada (50, 60 y 70°C)
2. Pesar directamente en el cilindro 40g de muestra para el MVI y XXg de muestra para el SVII. Posteriormente llevarlo al baño a temperar por un lapso mínimo de 10 minutos.
3. Encender el equipo HAAKE RC-20, seguidamente encender el computador y abrir el programa de medición “HAAKE”

4. En el programa se deben introducir los parámetros requeridos por el mismo:
 - Nombre de la muestra.
 - Temperatura de medición (50, 60 y 70°C).
 - Identificación del operador
 - Rango de tasa de corte $[0-30]s^{-1}$.
 - Número de puntos de medición a tomar (80 puntos de medición)
 - Geometría de la copa a utilizar (MVI Y SVII, según sea el caso).
5. Acoplar el rotor al sistema y luego colocar la copa con la muestra en la chaqueta del equipo.
6. Una vez acoplada la muestra, en el menú del programa se procede a realizar un ajuste a cero “zeroadjust” y posteriormente se da inicio a la medición con la opción “execute”.
7. La prueba tardará el tiempo establecido por el operador (en nuestro caso se llevó a cabo durante seis minutos). Las mediciones se realizan por planos, uno a tasa de corte entre 0 y $10 s^{-1}$, ese plano dura tres minutos. Y finalmente a una tasa de corte de 10a $30 s^{-1}$ durante los últimos tres minutos.
8. Al finalizar la medida se imprimen los resultados obtenidos en la medición.
9. Por último se retira la copa, se desecha la muestra y se procede a la limpieza del mismo.

Apéndice B.5. Procedimiento de medición en el Zetasizer nano ZS

1. Encender el equipo y esperar por lo menos una (1) hora antes de comenzar las mediciones.
2. Generar una plantilla en la que se indique en primera instancia el tipo de medición que se desea realizar, en este caso potencial Z, seguidamente ingresar la viscosidad e índice de refracción del solvente a utilizar, el tipo de

aditivo que para este caso es un polímero y sus características como peso molecular, concentración, índice de refracción y absorción. También se debe definir la temperatura a la que se trabajará. Para este trabajo las mediciones se realizaron a 25°C. posteriormente indicar el número de medidas que desea tomar a la muestra y el tiempo de duración de cada medida. Para soluciones de tipo polimérica, el fabricante recomienda 3 intervalos de medición con una duración de 3 minutos cada uno. En cada intervalo de medición, se realizan 5 medidas de potencial Z.

3. Con la ayuda de una jeringa limpia, introducir la solución en la celda DTS1070 hasta el nivel indicado en la propia celda.
4. Abrir el compartimiento de depósito de muestras y colocar la celda con el símbolo de Malvern dando frente al operador.
5. Finalmente, presionar el botón de inicio de prueba.
6. Una vez obtenidos los resultados, verificar que el programa indique que se obtuvieron buenos resultados. Posteriormente indicar que se requiere un promedio de los tres intervalos de medición y registrar el valor arrojado.

Apéndice B.6. Procedimiento de medición de diámetro de partícula en el MastersizerTM

1. Las mediciones realizadas en este equipo se realizaron de forma externa, como se muestra en la figura B.1. En la manguera de salida de fluidos (en la figura B.1, viene representada por la manguera que desemboca en el beaker), adaptar una válvula de cierre con el fin de controlar la salida de los mismos. Como las medidas realizadas son del tipo externa, se debe configurar el sistema de medición en el programa. En la opción "SetUp" se configura la unidad de medida externa y en la opción "Presentation", se introduce el tipo de dispersante y el índice de refracción. En este caso la opción seleccionada es "water in kerosene".

2. Se identifica la muestra en el sistema y las características relevantes para el investigador.
3. Con una inyectora limpia y esterilizada se hace circular kerosene por todo el sistema con el fin de proceder a la medición. La medición consta de dos partes, la primera en la que se alinea el equipo con solo el fluido dispersante y la segunda en la que se agrega la muestra.
4. Se procede a la alineación del mismo, hasta que en la pantalla se muestre el porcentaje de oscuración, el cual debe ser de 0%.
5. Una vez alineado el fluido y con la válvula cerrada, en un vaso pequeño con kerosene, agregar dos gotas de la emulsión a trabajar, mover ligeramente el vaso con el fin de lograr la integración de los fluidos y tomar una muestra con una inyectora limpia de 5ml.
6. Colocar la inyectora en la manguera de entrada al sistema y abrir la válvula sin inyectar la muestra.
7. Inyectar poco a poco la muestra mientras se observa el incremento del porcentaje de oscuración en el programa. El mismo debe estar cerca y por encima del 12%.
8. Alcanzado el % de oscuración requerido, observar la distribución de partícula previa que muestra el programa y al tener una curva cerrada, proceder a la toma de medición.
9. El programa reporta varios promedios, para este estudio, se tomó el valor reportado por $D[4,3]$, este promedio representa al diámetro promedio de las partículas basado en el volumen.

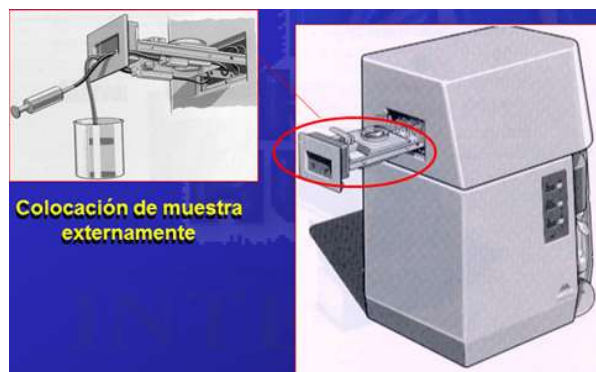


Figura B.1. Sistema de medición externa en el MastersizerTM.(Manual MasterSizerB.H. INTEQ, 2002).

Apéndice B.7. Procedimiento para determinar porcentaje de agua por destilación

1. En un balón aforado de 1000 ml, pesar un volumen de crudo previamente calentado por ser crudo extrapesado y añadir dos veces ese volumen de xileno.
2. Colocar en las bases de calentamiento y conectar al sistema de condensación.
3. Envolver el balón y la zona de conexión entre el balón y el agua tubo con papel aluminio.
4. Fijar la potencia en un valor de 3,5 y dejar destilar por aproximadamente 7 horas.