

Estudio experimental del efecto asociado a la polimerización por posthidrólisis y copolimerización de un polímero tipo *HPAM* sobre la formación de emulsiones para un campo colombiano

Jenny Andrea Cipagauta Cardozo

Trabajo de Grado para Optar el título de magíster en ingeniería de petróleo y gas.

Director

Henderson Quintero

Magister en Ingeniería química y Doctor en Ingeniería Química

Codirector

Emiliano Ariza

Magister en Ingeniería de hidrocarburos y Doctor en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de petróleos

Maestría en ingeniería de petróleo y gas

Bucaramanga

2021

Dedicatoria

Dedicada A:

A Dios. A Jairo David y Emma Sofía. A ti Jairo David (espos). A ustedes Lina y Felipe. A

Jero. A Mami y Papi.

Finalmente, a ti... Que me lees.

Agradecimientos

**“Cuando alguien tenga mucha sed, dale agua para beber y olvida a quien se la diste.
Pero el día que tengas sed y te den agua para beber, recuerda de donde vino y jamás
olvides de quien la recibiste”**

A mi esposo gracias sin tu apoyo no hubiera sido posible, a mis hijos, por su paciencia y espera. A mis padres y hermanos por su apoyo. Gracias por ayudarme a buscar los medios para alcanzar esta meta, por darme el mejor regalo que se puede dar... Creer en mí.

A QA/QC Services S.A, sin ustedes esto no hubiese sido posible, gracias por abrirme las puertas con total desinterés, por confiar en mí, por su apoyo técnico, por facilitarme los medios de trabajo, por decir SI cuando veía todo perdido. Infinitas gracias.

A mi suegra siempre pendiente de mis cosas, feliz con mis triunfos y con esa palabra de aliento en cada llamada.

A mis amigos Camila Medina, por enseñarme que cuanto mayor es el obstáculo, mayor gloria en superarlo, porque sin importar el día y la hora, ahí lista para apoyarme y guiarme. Jorge Andrés Suarez, por angustiarte conmigo, por recordarme los pendientes, por ser mi cómplice, por ayudarme con esas cosas que para mí eran imposibles. GRACIAS Camila y Andres.

A Jaiberson porque sin importar la distancia siempre atent a mi llamado. A Richard, jamás olvidare el día que me ensañaste que a todo lo que pasa en la vida, hay que verle el lado bueno así parezca malo, porque el final de ese camino agradeces a Dios lo sucedido, porque te preparó para la bendición que recibiste, gracias por ese largo tiempo que dedicabas en nuestras charlas técnicas, eso no tiene precio. Al PhD. Eduardo Manrique por su orientación, guía y colaboración cuando se

lo solicite. A Ximena Estevez, por compartir su conocimiento y sacarme de errores, al Monito Ivan por su ayuda en el momento adecuado y a Kelly por tener tanta disposición.

A PhD. Henderson Quintero, mi director, por darme la oportunidad de trabajar en este proyecto, porque reconozco su esfuerzo, por sacar tiempo para ayudarme, para corregirme, para guiarme.

A PhD. Emiliano Ariza, mi codirector, por su apoyo cuando lo necesite, por sus palabras, por su orientación, por su colaboración.

A la escuela de ingeniería de petróleos, a Ana Milena, a Mónica, a María Isabel, a Tatiana, a Francisco por su apoyo y aguantarme con tanta preguntadera.

A mis compañeros de maestría por su compañía y a ti Alexander Sarmiento por tu inmensa colaboración.

A mi universidad Industrial de Santander, porque nuevamente sus puertas se abrieron para mí y puedo decir orgullosamente egresada de pregrado y postgrado UIS.

“Muchas veces el agradecimiento es tan inmenso que es muy difícil expresarlo”

Tabla de contenido

	Pág.
Introducción	18
1. Objetivos	21
1.1 Objetivo General	21
1.2 Objetivos Específicos	21
2. Influencia del polímero tipo HPAM sobre fluidos de producción en campos a nivel mundial	22
2.1 Mecanismos de recobro de hidrocarburos	22
2.1.1 Mecanismo de recuperación primario.	24
2.1.2 Mecanismo de recuperación secundaria.	24
2.1.3 Mecanismo de recuperación terciaria.	25
2.2 Polímero tipo HPAM como técnica de recobro mejorado	26
2.2.1 Producción de polímero tipo HPAM.	27
2.2.2 Vías de polimerización para polímeros tipo HPAM.	29
2.2.2.1 Copolimerización.	30
2.2.2.2 Co-hidrólisis.	30
2.2.2.3 Posthidrólisis.	31
2.2.2.4 Terpolimerización.	31
2.2.2.5 Copolímeros de ATBS y acrilamida.	31
2.2.3 Propiedades de los polímeros tipo HPAM.	33
2.2.4 Histórico de campo influenciados por polímeros tipo HPAM.	34
3. Variables fisicoquímicas de fluidos y condiciones operativas de la facilidad de producción de hidrocarburos en estudio.	39

3.1 Condiciones del yacimiento en estudio para inyección de polímero HPAM	39
3.2 Variables de operación facilidad de producción	40
3.3 Caracterización del polímero HPAM	41
3.4 Caracterización de fluidos recolectados	42
3.4.1 Caracterización fase acuosa.	43
3.4.2 Caracterización fase oleica.	44
3.4.3 Caracterización básica de aditivos para tratamiento químico usados en el campo de estudio.	47
4. Evaluación experimental para determinar tendencias emulsionantes en fluidos de producción en contacto con polímero HPAM	49
4.1 Selección variables del proceso	49
4.2 Diseño experimental	51
4.2.1 Preparación solución polimérica.	52
4.2.2 Protocolos preparación emulsiones sintéticas directas e inversas.	53
4.2.2.1 Protocolo preparación emulsión sintética directa.	54
4.2.2.2 Protocolo preparación emulsión sintética inversa.	55
4.2.3 Protocolo de evaluación sobre tendencia emulsionante por HPAM.	57
4.3 Evaluación experimental compatibilidad de fluidos de producción y polímeros HPAM	60
4.3.1 Evaluación experimental sobre la fase acuosa.	60
4.3.2 Evaluación experimental sobre la fase oleica.	63
4.3.3 Evaluación experimental sobre mojabilidad de sólidos.	66
4.4 Evaluación experimental entre fluidos de producción, tratamientos químicos y HPAM	68
4.4.1 Evaluación experimental sobre tendencia emulsionante por inhibidores.	69

4.4.1.1 Evaluación experimental con inhibidor de corrosión	69
4.4.1.2 Evaluación experimental con inhibidor de Scale.	73
4.4.2 Evaluación sobre tendencia emulsionante por rompedor inverso.	76
4.4.3 Evaluación sobre tendencia emulsionante por rompedor directo.	77
4.4.4 Evaluación sobre tendencia emulsionante por antiespumante.	79
4.4.5 Evaluación sobre tendencia emulsionante por humectante de sólidos.	80
4.4.6 Evaluación sobre tendencia emulsionante por coagulante y floculante.	81
5. Análisis y correlación de resultados obtenidos de los fluidos producidos evaluados para el campo en estudio.	85
5.1 Tendencia emulsionante del HPAM sobre los fluidos de producción (Agua, crudo).	85
5.1.1 Tendencia emulsionante sobre la fase acuosa.	86
5.1.2 Tendencia emulsionante sobre la fase oleica.	92
5.2 Tendencia emulsionante por compatibilidad entre la fase acuosa, tratamiento químico y HPAM .	95
5.2.1 Tendencia emulsionante por inhibidor de corrosión.	95
5.2.2 Tendencia emulsionante por inhibidor de Scale.	97
5.2.3 Tendencia emulsionante por rompedor inverso.	99
5.2.4 Tendencia emulsionante por coagulante y floculante.	104
5.3 Tendencias emulsionantes por compatibilidad entre la fase oleica, tratamiento químico y HPAM.	107
5.3.1 Tendencia emulsionante por los inhibidores de corrosión y Scale.	107
5.3.2 Tendencia emulsionante por rompedor directo.	109
5.3.3 Tendencia emulsionante por antiespumante.	117

5.3.4 Tendencia emulsionante por humectante de sólidos.	118
5.4 Efectos de las tendencias emulsionantes del polímero HPAM sobre facilidades de producción.	128
5.4.1 Influencia de la viscosidad de los fluidos.	129
5.4.2 Influencia de la turbidez y del contenido de hidrocarburos.	131
5.4.3 Influencia de sólidos.	133
5.4.4 Incremento en el pH.	134
5.4.5 Influencia del BS&W y la emulsión residual.	135
6. Conclusiones	137
7. Recomendaciones	140
Referencia bibliográfica	¡Error! Marcador no definido.
Apéndice	142

Lista de Tablas

Tabla 1. Propiedades de polímero tipo HPAM por copolimerización y posthidrólisis.	34
Tabla 2. Criterios de selección de polímeros tipo HPAM enfocado al estudio propuesto.	39
Tabla 3. Condiciones operativas facilidad de superficie del campo en estudio.	40
Tabla 4. Caracterización fisicoquímica polímero tipo HPAM para el campo en estudio.	41
Tabla 5. Caracterización fases acuosas campo en estudio.	43
Tabla 6. Caracterización fisicoquímica crudo producido.	44
Tabla 7. Caracterización y concentración de aditivos para tratamiento químico.	48
Tabla 8. Comportamiento de la viscosidad en soluciones poliméricas a 400 ppm.	53
Tabla 9. Parámetros de formulación físicos de emulsión directa.	54
Tabla 10. Parámetros de formulación de emulsión inversa.	56
Tabla 11. Clasificación de flóculos.	83
Tabla 12. Clasificación de flóculos incremento concentración del coagulante.	84
Tabla 13. Tasa de corrosión.	97
Tabla 14. Resumen caracterización fase acuosa libre de aditivos de tratamiento químico.	122
Tabla 15. Resumen caracterización fase oleosa libre de aditivos de tratamiento químico.	123
Tabla 16. Resumen caracterización fase acuosa con aditivos de tratamiento químico	124
Tabla 17. Resumen caracterización fase oleosa con aditivos de tratamiento químico.	126

Lista de Figuras

Figura 1. Métodos de recuperación de hidrocarburos.	23
Figura 2. Estructura de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada.	28
Figura 3. Etapas necesarias para la producción de acrilamida y ácido acrílico.	29
Figura 4. Esquema de producción de HPAM por posthidrólisis.	32
Figura 5. Esquema de producción de HPAM por copolimerización.	33
Figura 6. Espectrofotometría infrarroja de polímero HPAM por posthidrólisis (Muestra A).	42
Figura 7. Espectrofotometría infrarroja de polímero HPAM por Copolimerización (Muestra B).	42
Figura 8. Curva de distribución tamaño gota para crudo producido en el campo en estudio.	45
Figura 9. Microfotografía de emulsión para crudo producido en el campo en estudio.	46
Figura 10. Fases metodológicas diseño experimental	49
Figura 11. Condiciones para la selección del proceso.	50
Figura 12. Diseño experimental global.	51
Figura 13. Metodología para evaluación de tendencias emulsionantes.	57
Figura 14. Metodología para la evaluación de tendencias emulsionantes entre fluidos y polímero HPAM.	58
Figura 15. Metodología para la evaluación de tendencias emulsionantes entre fluidos, tratamiento químico y polímero HPAM.	59
Figura 16. Registro fotográfico precipitación sólidos por interacción fase acuosa con y sin influencia de HPAM.	61

Figura 17. Registro fotográfico interacción fase acuosa con y sin influencia de HPAM.	62
Figura 18. Formación de Sludge	64
Figura 19. Registro fotográfico determinación de Slug.	65
Figura 20. Comportamiento de la mojabilidad de los sólidos en la fase acuosa.	66
Figura 21. Comportamiento de la mojabilidad de los sólidos en la fase oleica.	67
Figura 22. Registro fotográfico compatibilidad entre el inhibidor de corrosión y fases acuosas sin agitación.	69
Figura 23. Registro fotográfico tendencia emulsionante de fase acuosa en presencia de inhibidor de corrosión.	70
Figura 24. Registro fotográfico aglomerado formado en interfase aire – agua por inhibidor de corrosión y HPAM.	71
Figura 25. Registro fotográfico cupones de corrosión.	71
Figura 26. Registro fotográfico tendencia emulsionante de fase oleica en presencia de inhibidor de corrosión.	72
Figura 27. Registro fotográfico tendencia emulsionante de fase acuosa en presencia de inhibidor de scale.	73
Figura 28. Precipitados formados en fases acuosas influenciadas por polímeros en presencia de inhibidor de Scale.	74
Figura 29. Registro fotográfico tendencia emulsionante fase oleica en presencia de inhibidor de Scale.	75
Figura 30. Registro fotográfico interfase con agitación en presencia de inhibidor de Scale en crudo.	75
Figura 31. Registro fotográfico compatibilidad entre rompedor inverso y fases acuosas.	76

Figura 32. Registro fotográfico compatibilidad entre la fase oleica y el rompedor directo.	78
Figura 33. Registro fotográfico compatibilidad entre el antiespumante y la fase oleica.	79
Figura 34. Registro fotográfico compatibilidad entre el humectante de sólidos y crudo producido.	80
Figura 35. Registro fotográfico proceso de coagulación.	82
Figura 36. Registro fotográfico proceso de clarificación (Coagulante – Floculante).	82
Figura 37. Registro fotográfico proceso de clarificación sin floculante.	84
Figura 38. Comportamiento de la viscosidad de la fase acuosa.	86
Figura 39. Comportamiento del pH en las fases acuosas.	87
Figura 40. Comportamiento de la conductividad en las fases acuosas.	88
Figura 41. Comportamiento del contenido de hidrocarburos en fases acuosas.	89
Figura 42. Comportamiento de turbidez en el tiempo.	90
Figura 43. Comportamiento del BS&W residual.	92
Figura 44. Determinación de slug.	93
Figura 45. Contenido de sólidos liberados de la fase oleica por centrifugación.	93
Figura 46. Comportamiento de la turbidez en presencia de inhibidor de corrosión	96
Figura 47. Comportamiento de la turbidez en presencia de inhibidor de Scale.	98
Figura 48. Comportamiento de la turbidez en la fase acuosa con rompedor inverso.	101
Figura 49. Comportamiento del contenido de hidrocarburos en la fase acuosa con rompedor inverso.	101
Figura 50. Comportamiento del pH en la fase acuosa con rompedor inverso.	102
Figura 51. Comportamiento de la viscosidad en la fase acuosa con rompedor inverso.	103
Figura 52. Comportamiento de la turbidez en la fase acuosa con coagulante.	105

Figura 53. Comportamiento del contenido de hidrocarburos en fase acuosa con coagulante.	105
Figura 54. Comportamiento del pH en la fase acuosa con coagulante.	106
Figura 55. Comportamiento de la emulsión en presencia de inhibidor de corrosión.	108
Figura 56. Comportamiento de la emulsión en presencia de inhibidor de scale.	108
Figura 57. Comportamiento BS&W en fase oleica con rompedor directo.	110
Figura 58. Comportamiento de la emulsión en fase oleica con rompedor directo	111
Figura 59. Comportamiento de los sólidos en fase oleica con rompedor directo.	111
Figura 60. Velocidad de separación de fases acuosa y oleica con rompedor directo.	112
Figura 61. Distribución tamaño de gota en muestra de referencia.	114
Figura 62. Distribución tamaño de gota en Muestra A (Polímero posthidrolizado).	114
Figura 63. Distribución tamaño de gota en Muestra B (Polímero copolimerizado).	115
Figura 64. Viscosidad fase oleica con rompedor directo	116
Figura 65. Comportamiento de la emulsión en fase oleica con antiespumante.	118
Figura 66. Comportamiento de la emulsión en fase oleica con humectante de sólidos.	119
Figura 67. Comportamiento de los sólidos en fase oleica con humectante de sólidos.	120

Lista de Apéndices

Apéndice 1. Diagrama facilidad campo en estudio. **¡Error! Marcador no definido.**

Glosario

Emulsiones: sistema polifásico que contiene dos fases líquidas inmiscibles entre ellas, donde una está dispersada en la otra y cuya estructura es estabilizada por un agente surfactante llamado emulsionante.

HPAM: Siglas de poliacrilamida parcialmente hidrolizada, polímero sintético más usado en actividades de recuperación mejorada de petróleo (EOR).

Copolimerización: Vía de polimeración para el diseño y fabricación de un polímero *HPAM* donde la acrilamida y el ácido acrílico se polimerizan juntos en cierta proporción para producir un copolímero.

Posthidrólisis: Vía de polimeración para el diseño y fabricación de un polímero *HPAM* donde un homopolímero de acrilamida se hidroliza con una base mientras es un gel y luego se seca.

Tratamiento químico: Conjunto de aditivos requeridos para adecuar fluidos de producción a las condiciones de calidad requeridas.

Agua de formación: Fluido presente en el yacimiento junto con el petróleo y el gas.

Agua libre: Es el agua que se separa del crudo durante los primeros 5 minutos por diferencia de densidades.

Agua de producción: Agua producida junto con el petróleo y el gas durante la cadena de producción de hidrocarburos.

Resumen

Título: Estudio experimental del efecto asociado a la polimerización por posthidrólisis y copolimerización de un polímero tipo HPAM sobre la formación de emulsiones para un campo colombiano*

Autor: Jenny Andrea Cipagauta Cardozo**

Palabras Clave: Emulsiones, *HPAM*, posthidrólisis, copolimerización, tratamiento químico, crudo, agua de producción.

Descripción: El estudio realizado se enfocó en el efecto generado sobre la modificación en las tendencias emulsionantes por influencia de polímero *HPAM* sintetizado vía posthidrólisis y copolimerización y su impacto sobre la cadena de producción de hidrocarburos. Los resultados experimentales demuestran que la influencia de *HPAM* para el campo en estudio, modifica la mojabilidad de los sólidos contenidos en la formación haciéndolos más hidrofóbicos, modificando la morfología de las emulsiones directas, favoreciendo su estabilidad y afectando los procesos de deshidratación de crudo, sin embargo, la compatibilidad entre el rompedor directo y el humectante de sólidos con la fase oleica, logra desestabilizar la película interfacial favoreciendo la coalescencia de las gotas de agua y el restablecimiento de la mojabilidad de los sólidos. Respecto a la fase acuosa, se logró determinar que el polímero *HPAM* no favorece la estabilidad de emulsiones inversas debido a electroneutralidad proporcionada por la anionicidad del polímero, el rompedor inverso, el coagulante y la tendencia catiónica del agua, sin embargo, la incompatibilidad aniónica con el floculante y el incremento en la viscosidad de las fases acuosas genera resistencia sobre las gotas de aceite disperso y el material coloidal suspendido, afectando la eficiencia de los procesos de tratamiento de agua. Adicionalmente, se evaluó la compatibilidad de inhibidores de corrosión y Scale en la fase acuosa y oleica, se evidenció que no favorecen la estabilidad de las emulsiones inversas sin embargo si generan un leve impacto sobre la estabilidad de emulsiones directas, así mismo, el polímero *HPAM* inhibe la acción de los productos anticorrosivos y afecta de manera negativa la integridad del sistema.

* Trabajo de Grado

** Facultad de ingenierías físico químicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director: Henderson Quintero.

Doctor en ingeniería química. Codirector: Emiliano Ariza. Doctor en ingeniería química.

Abstract

Title: Experimental study of the effect associated with the polymerization by post-hydrolysis and copolymerization of a HPAM-type polymer on the formation of emulsions for a Colombian field *

Author: Jenny Andrea Cipagauta Cardozo **

Key Words: Emulsions, HPAM, post-hydrolysis, copolymerization, chemical treatment, crude oil, production water.

Description: The study carried out focused on the generating effect on the modification in emulsifying tendencies due to the influence of an HPAM polymer synthesized via post-hydrolysis, copolymerization and its impact on the hydrocarbon production chain. The experimental results show that the influence of HPAM for the field under study modifies the wettability of the solids contained in the formation, making them more hydrophobic, modifying the morphology of direct emulsions, favoring their stability and affecting the crude dehydration processes, however the compatibility between the direct breaker and the solids humectant with the oleic phase, achieves to destabilize the interfacial film, favoring the coalescence of the water droplets and the restoration of the wettability of the solids. Regarding the aqueous phase, it was determined that the HPAM polymer does not favor the stability of inverse emulsions due to the electroneutrality provided by the anionicity of the polymer, inverse breaker, coagulant and the cationic tendency of water, however the anionic incompatibility with the flocculant and the increase in the viscosity of the aqueous phases generate resistance on the dispersed oil droplets and the suspended colloidal material, affecting the efficiency of the water treatment processes. In addition, the compatibility of corrosion inhibitors and Scale in the aqueous and oleic phase was evaluated, it was shown that they do not favor the stability of inverse emulsions, however they generate a slight impact on the stability of direct emulsions, likewise, the HPAM polymer inhibits the action of anticorrosive products and adversely affects the integrity of the system.

* Degree work

** Faculty of physical chemical engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Henderson Quintero. PhD in chemical engineering. Co-director: Emiliano Ariza. PhD in chemical engineering.

Introducción

La industria de hidrocarburos se enfrenta a diario a grandes retos como el aumento en el consumo de energía, lo que conlleva al incremento en la demanda de crudo. Por lo tanto, surge la necesidad de aumentar la producción de hidrocarburos sin incurrir en grandes inversiones de capital, lo cual puede ser logrado incrementando el factor de recobro y recuperando los hidrocarburos que aún permanecen en el yacimiento implementando diferentes técnicas una vez finalizada la recuperación primaria.

Actualmente en Colombia el porcentaje de recuperación de petróleo es aproximadamente un 19%, lo que indica que los procesos de recobro primario y secundario no son eficientes y se requiere implementar nuevos métodos de recuperación mejorada de petróleo (*EOR por sus siglas en inglés*), entre estos, la recuperación mejorada con aditivos químicos (*cEOR por sus siglas en inglés*) que consiste en la adición de polímeros, surfactantes, álcalis o sistemas de mezclas entre ellos al yacimiento. Hasta el momento son 5 los campos colombianos que han implementado a escala piloto la inyección de polímeros, con el fin de incrementar la producción de petróleo, probando esta tecnología antes de ser implementada como proyecto masificado. En Colombia se han implementado pilotos de inyección de polímero desde el año 2014 como método de recobro terciario o recobro mejorado (*cEOR*) a escala piloto en los campos Yarigüi, Casabe, Palogrande, Chichimene, La cira infantas y desde el año 1976 en otras partes del mundo (Jiménez et.al) y a nivel mundial fue el campo Daqing quien inició la implementación de métodos de recobro por inyección de polímero en 1986 alcanzando hasta el año 2000 un 12% de recuperación adicional (Chauveteau, Combe y Dong, 1968). Según las características petrofísicas del yacimiento como la permeabilidad, temperatura de yacimiento, litología, viscosidad y gravedad API del crudo, salinidad, se elige el polímero a ser utilizado. Los polímeros comúnmente usados en proyectos

cEOR son de tipo poliacrilamida parcialmente hidrolizada (*HPAM*), los cuales suelen ser sintetizados para obtener características especiales de resistencia a las condiciones del yacimiento, por diferentes vías de polimerización, ajustando su estructura molecular para evitar un alto grado de degradación química, mecánica y térmica. Sin embargo, debido a la incertidumbre asociada al impacto que pueda causar el polímero residual en emulsiones in situ, calidad de los efluentes, modificación en las propiedades químicas de los fluidos de producción, interferencia o incompatibilidad del contenido residual de polímero producido con los aditivos para tratamiento de superficie, que pueden llevar a incrementos en los costos de tratamiento por el cambio o aumento en la concentración de los aditivos químicos, así como, cambios en las variables operativas o incorporación de procesos adicionales, surge la necesidad de realizar estudios experimentales que permitan anticipar los potenciales efectos del contenido residual de polímero sobre los fluidos a nivel de pozo y en tratamientos en superficie.

Las evaluaciones realizadas en este contexto son limitadas y se mantiene la incertidumbre sobre el impacto causado por la vía de polimerización utilizada en el proceso de síntesis sobre los fluidos y emulsiones generadas.

El presente estudio pretende determinar si existe formación de emulsiones y estabilidad de las mismas, evaluando las características de las emulsiones naturales y las influenciadas por un polímero residual sintetizado a partir de dos vías de polimerización, identificando las condiciones en que se manifiestan los cambios para la tendencia emulsionante del crudo y agua tratados bajo las condiciones operativas de un campo específico Colombiano.

Realizar estos estudios nos dará herramientas de selección de polímeros en función de las emulsiones que se generan e inclusive la posibilidad de trabajar anticipadamente en alternativas para mitigar o evitar impactos en los fluidos, modificando aditivos químicos para hacerlos más

compatibles en sistemas con residual de polímero producido, aumentar, reducir tiempos de residencia de procesos e implementar y/o rediseñar facilidades de producción para adecuar sus operaciones a las nuevas condiciones.

El documento se encuentra organizado en 5 capítulos y su contenido se describe a continuación. El capítulo 1 presenta los objetivos propuestos. El capítulo 2 presenta una revisión bibliográfica del efecto de los polímeros tipo *HPAM* sobre el impacto en fluidos y facilidades en diferentes campos a nivel mundial. En el capítulo 3 se identifican las variables fisicoquímicas de los fluidos de producción y las condiciones operativas influenciadas por polímeros de tipo *HPAM* residual en el desempeño de los procesos de deshidratación de crudo y tratamiento de agua para el campo en estudio. El capítulo 4 se presenta la evaluación experimental de la influencia de residuales de *HPAM* sintetizados por dos diferentes vías de polimerización sobre las tendencias emulsionantes en agua y crudo. Finalmente, en el capítulo 5 se consolidan e interpretan los resultados cuantitativos del estudio realizado, con el objetivo de correlacionar la información obtenida para determinar las tendencias emulsionantes de los fluidos y predecir cual vía de polimerización puede influenciar más en la estabilidad de emulsiones, a partir de cambios en su morfología y estabilidad todo lo anterior bajo las condiciones operativas del campo en estudio con el propósito de representar los procesos de deshidratación crudo y tratamiento de agua, evidenciando los impactos causados por la inyección de *HPAM* a nivel de fondo de pozo y facilidades de producción.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Determinar el efecto asociado a la vía de polimerización por posthidrólisis y copolimerización de un polímero tipo *HPAM* sobre la formación o estabilización de emulsiones para un sistema de fluidos de un campo colombiano.

1.2 Objetivos Específicos

Elaborar una revisión bibliográfica del efecto de los polímeros tipo *HPAM* usados como mecanismos de recobro mejorado sobre la formación o estabilización de emulsiones en los procesos de producción de hidrocarburos en campos a nivel mundial.

Establecer un diseño de experimentos enfocado en monitorear las variables fisicoquímicas de los fluidos de producción afectadas por la influencia de polímero de tipo *HPAM* residual sobre el desempeño de los procesos de deshidratación de crudo y tratamiento de agua, teniendo en cuenta condiciones químicas y físicas de operación en facilidades de producción de un campo colombiano.

Evaluar experimentalmente la influencia de residuales de *HPAM* sintetizados por dos diferentes vías de polimerización (Copolimerización y Post-Hidrólisis) sobre la formación o estabilización de emulsiones en agua y crudo a partir de ensayos a escala laboratorio.

Caracterizar las emulsiones con el fin de determinar cambios en su morfología y estabilidad correlacionando los resultados experimentales obtenidos, las variables y condiciones del campo en estudio.

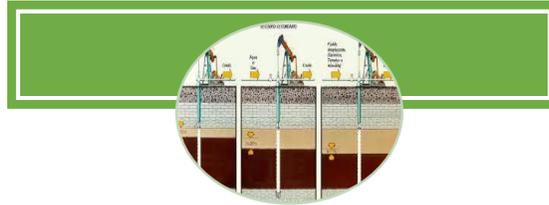
2. Influencia del polímero tipo *HPAM* sobre fluidos de producción en campos a nivel mundial

El desarrollo de los campos petroleros depende del incremento en la producción de hidrocarburos contenidos en el yacimiento, sin embargo, la recuperación adecuada no solo depende de las características del reservorio, sino también de la técnica de recobro que se implemente. Dentro de estas tecnologías se encuentra la recuperación mejorada por inyección de polímeros (*cEOR*) y consiste en inyectar en la formación una solución polimérica viscosa para mejorar la eficiencia de barrido y con esto proporcionar un control de movilidad entre el agua y los hidrocarburos (Thomas, Gaillard y Favero, 2013). Para comprender este método de recobro es necesario entender los diferentes sistemas de recuperación de hidrocarburos y su clasificación, lo cual será descrito a continuación.

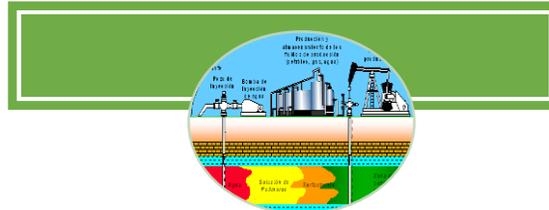
2.1 Mecanismos de recobro de hidrocarburos

Los mecanismos de recobro son técnicas de recuperación para la extracción hidrocarburos contenidos en el yacimiento, que tienen como propósito incrementar el factor de recobro, que es el porcentaje del petróleo original en sitio (*OOIP por sus siglas en inglés*) que es recuperado del yacimiento. En Colombia el porcentaje de recobro indica baja eficiencia ya que gran parte de petróleo existente permanece en el yacimiento, por este motivo, la industria de hidrocarburos se ve en la necesidad de implementar diferentes técnicas de recobro. En la figura 1 se presentan los diferentes mecanismos de recuperación de hidrocarburos.

Recuperación primaria: Primera etapa de la producción de hidrocarburos, en la que la energía natural del yacimiento desplaza los hidrocarburos hacia la superficie.



Recuperación secundaria: Segunda etapa de producción de hidrocarburos que busca mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia la superficie por inyección de un fluido externo.



Recuperación Terciaria: Tercera etapa de producción de hidrocarburos comprende métodos de estimulación térmica y química.

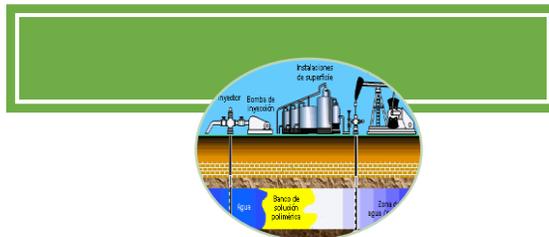


Figura 1. *Métodos de recuperación de hidrocarburos.*

Nota. Adaptado de Willhite y Green, Enhanced oil recovery. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1998 y PDVSA-CIED, 1998.

2.1.1 Mecanismo de recuperación primario.

El mecanismo de recuperación primaria hace referencia a aquellos yacimientos que pueden producir hidrocarburos con su propia energía, presión natural y/o levantamiento artificial. Con el mecanismo primario, el gas y/o el agua de formación empujan el crudo hacia el pozo o la superficie. No obstante, a medida que la presión del yacimiento disminuye debido a la producción, hace que la misma decline rápidamente y se requiera implementar un sistema de levantamiento artificial el cual también se considera como recuperación primaria. La etapa de recuperación primaria se da por finalizada cuando la presión del yacimiento es tan baja que la producción de hidrocarburos no es económicamente viable o cuando volúmenes de gas o agua en la corriente de producción son demasiado elevados (SNF, 2016).

2.1.2 Mecanismo de recuperación secundaria.

Los métodos secundarios que comprenden inyección de agua (método de recuperación secundaria más usado) o gas, tienen como objetivo mantener o aumentar la energía para la extracción del crudo restante en el yacimiento y se implementa usualmente después de la declinación de la producción primaria. Peña, Wyke, Brooke y Duarte (2014), consideran que el factor de recobro después de un mecanismo secundario debería oscilar entre un 30 - 50% y afirman que es posible alcanzar un factor de recobro hasta un 60% si el yacimiento es bien administrado. El mecanismo de recuperación secundaria comprende: Inyección de gas que consiste en inyectar el gas dentro de la zona de yacimiento utilizando depósitos con empuje de gas en solución en yacimientos sin capa de gas inicial (Mokhtari, Ashoori y Seyyedattar, 2014) o inyectando gas en

el casquete de gas y el agua en la zona de producción para desplazar el petróleo del yacimiento, e inyección de agua que consiste en inyectar agua en el acuífero cerca del contacto agua-aceite pero fuera de la zona de petróleo conocida como inyección periférica o tradicional, o inyectar agua dentro de la zona de aceite, donde los pozos inyectoros se distribuyen entre pozos productores y así lograr un barrido uniforme conocido como inyección dispersa o en arreglos (Tarek, 2001). La etapa de recuperación secundaria alcanza su límite una vez el fluido que se está inyectando sea agua o gas es mayor al crudo recuperado y la producción deja de ser económica.

2.1.3 Mecanismo de recuperación terciaria.

La recuperación terciaria es también conocida como técnicas de recobro mejorado (*EOR*), y puede aplicarse actualmente a cualquier etapa del desarrollo del yacimiento, se emplea para lograr aumentar el factor de recobro en un yacimiento en el que ya se han agotado las técnicas de recobro primario y secundario (Sen, 2008). Este mecanismo de recuperación se clasifica en:

Métodos térmicos: consiste en transferir energía en forma de calor de la superficie hacia el yacimiento, aumentando la temperatura del crudo logrando que se dilaten los fluidos y se expandan, favoreciendo la reducción de la viscosidad y mejorando la movilidad del crudo, por diferentes métodos entre ellos la inyección de agua caliente lo cual hace que se desplace el petróleo inmisible (Baldygin, Nobes y Mitra, 2014), la inyección continúa de vapor que consiste en inyectar al yacimiento corrientes continuas de vapor que empujan lentamente el crudo hacia las zonas productoras (Cao, Liu, Zhang, Wang y Xia, 2012), la inyección cíclica o alternada de vapor (CCS) que consiste inyectar vapor continuamente por un cierto periodo de tiempo, posteriormente

el pozo se cierra por unos días y se deja en fase de remojo con el fin que el calor inyectado se transfiera y se distribuya uniformemente, finalmente el pozo es abierto en fase de producción (Agarwal y Parsons, 2011); la combustión en sitio (in Situ) que consiste en “inyectar aire en una sección calentada del depósito, al llegar a un umbral de temperatura, el oxígeno en el aire inyectado reacciona con el aceite en el lugar y genera calor, una fracción de aceite ligero, así como de vapor y otros productos de reacción gaseosos, principalmente CO₂, ayudan a impulsar el aceite mejorado (fracción más ligera) hacia los pozos de producción” (Liu, Jessen, y Tsotsis, 2011). Otro mecanismo de recuperación terciaria son la estimulación química que consiste en inyectar al yacimiento diferentes sustancias químicas con el propósito de minimizar la tensión superficial y aumentar a viscosidad del fluido desplazante para así disminuir la relación de movilidad y mejorar el control sobre la misma (Olajire, 2014). Entre estos métodos se incluyen la inyección de polímeros, que consiste en disolver el polímero en el agua inyectada para aumentar su viscosidad, la inyección de polímero surfactante (SP) se trata de inyectar un surfactante para disminuir la tensión interfacial a valores hasta de 10^{-3} N/m y la inyección de álcali polímero surfactante (ASP) se basa en la aplicación de una solución que contiene polímero, álcali y surfactante con el fin de aumentar el número capilar y promover así mayor recobro. De forma general el mecanismo de recuperación terciaria está diseñado para aumentar la eficiencia macroscópica y microscópica de barrido volumétrico, así como la eficiencia de desplazamiento (SNF, 2012).

2.2 Polímero tipo HPAM como técnica de recobro mejorado

La inyección de polímeros es un método de recuperación terciaria que pertenece a la recuperación mejorada química (cEOR por sus siglas en inglés); es un método conocido, con bajo

riesgo y aplicación en una amplia escala de condiciones del yacimiento. (SNF, 2016), y consiste en disolver un polímero en agua de inyección con el objetivo de aumentar la viscosidad del agua y mejorar la eficiencia de barrido de aceite en el yacimiento. (SNF, 2012). Standnes y Skjevraak (2014) refieren que, de los proyectos de inyección de polímeros de los cuales se tiene información, aproximadamente 40 de ellos fueron exitosos y en 6 los resultados fueron desalentadores. Así mismo, en otros países como Estados Unidos, Canadá, República Popular de China y Alemania, utilizaron *HPAM* como método *EOR*, en la tabla 1 se relacionan los campos a nivel mundial con inyección de polímero como mecanismo de incremento al factor de recobro. El análisis de la información de los proyectos fallidos reveló que 4 de los 6 tuvieron resultados desalentadores porque experimentaron una caída significativa en la inyectividad durante la inundación. Otros estudios revelaron que los proyectos que utilizaron polímeros sintéticos en forma líquida en emulsión tuvieron más retos relacionados con la inyectividad en comparación con los casos que utilizaron polímeros sintéticos en polvo.

Según reportan Jimenes et al. (2017), actualmente en Colombia se están ejecutando pilotos para inyección de polímero por mecanismo de recuperación mejorada (*EOR*) en 5 campos: Yariguí-Cantagallo, Casabe, Cebú, Chichimene, Palogrande y Yariguí, cada campo cuenta con características particulares que permiten que el proceso sea implementado y diseñado de forma específica según las condiciones de cada yacimiento.

2.2.1 Producción de polímero tipo *HPAM*.

La poliacrilamida parcialmente hidrolizada (*HPAM siglas en inglés*), se ha usado para control de movilidad en inyección de polímeros desde 1960, es un polímero sintético de cadena lineal, con

algunos monómeros de acrilamida hidrolizados y dado que es un polielectrolito interactúa con iones en solución (SNF, 2004). La materia prima para sintetizar polímeros de poliacrilamida es propileno (derivado del petróleo). El monómero básico para el proceso de polimerización es la acrilamida y se obtiene a partir de acrilonitrilo (SNF, 2012); en la figura 2 se observa la estructura química del *HPAM* y en la figura 3 se muestran las diferentes etapas necesarias para obtener acrilamida y ácido acrílico del aceite.

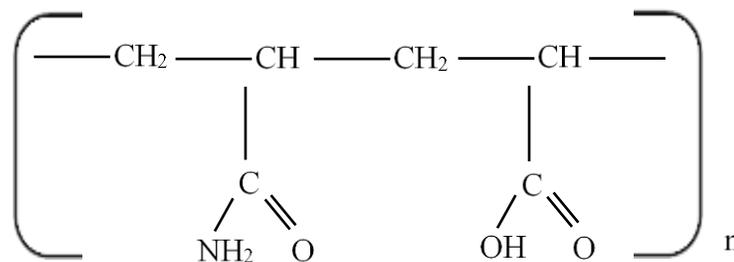


Figura 2. Estructura de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada.

Nota. Adaptado de Berdugo, Sen, Seyyedi, Quintero, Neil, Gieg. High temperature utilization of PAM and *HPAM* by microbial communities enriched from oilfield produced water and activated sludge. *AMB Express* 9,46 (2019)

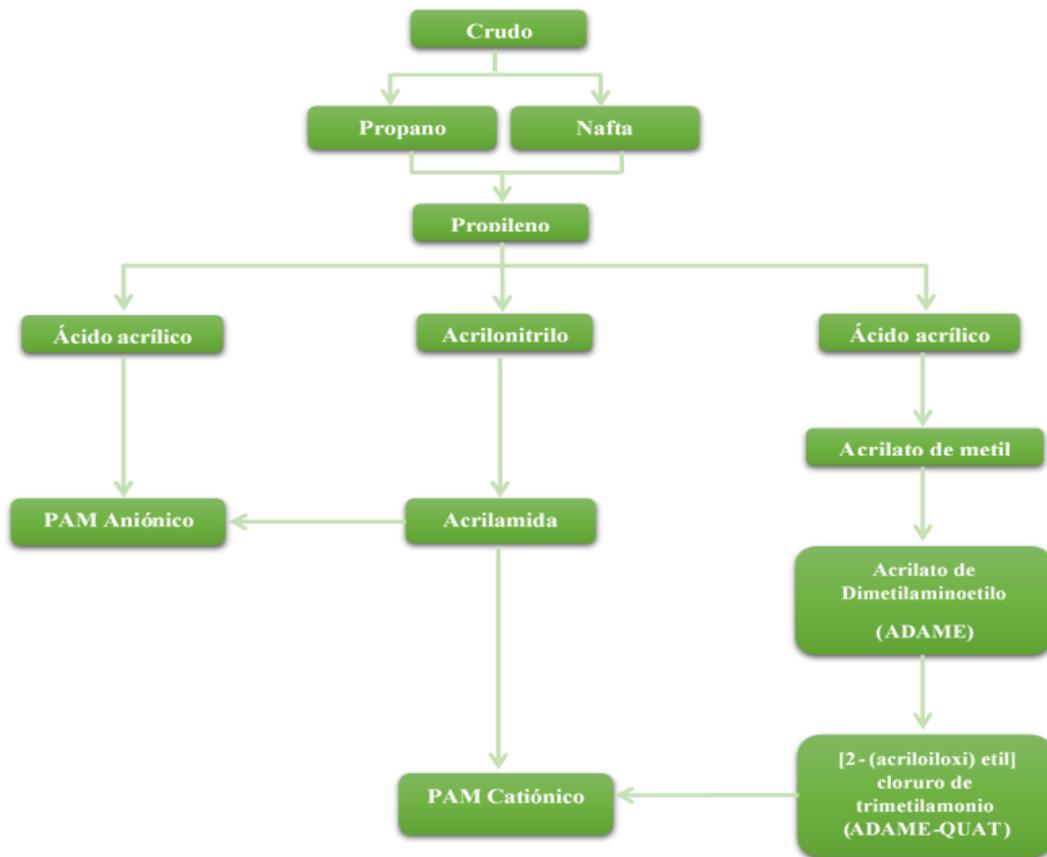


Figura 3. Etapas necesarias para la producción de acrilamida y ácido acrílico.

Nota. Adaptado de SNF Floerger. Enhancing Polymer Flooding. Editorial Altavia St Etienne. Edición 2012.

2.2.2 Vías de polimerización para polímeros tipo HPAM.

Según las características del yacimiento como su permeabilidad, temperatura, litología, viscosidad, gravedad API del crudo, salinidad, entre otras, la vía de polimerización es elegida por el fabricante para obtener mayor resistencia a las condiciones que ofrecen los yacimientos. Shupe (1981) menciona que los polímeros sintéticos de tipo poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM), son copolímeros de grupo acrilamidas y acrilatos fuertes, algunos de estos monómeros de acrilamidas son parcialmente hidrolizados, normalmente entre un 25 y 35%, este tipo de

polímero sintético tiene una excelente inyectividad y avanza con un alto poder viscosificante, es estable con el tiempo bajo condiciones leves del yacimiento y bajo condiciones extremas es posible requerir modificarlo. Los *HPAM* son los más usados para el control de movilidad en yacimientos como métodos de recobro mejorado (SNF, 2016). Para la producción de polímeros, se pueden usar diferentes técnicas de polimerización, con el objetivo de lograr un alto grado de control sobre la cadena polimérica. Este control de la estructura, a su vez, da como resultado polímeros con propiedades físicas muy diversas y apropiadas para cada campo. El estudio realizado se enfoca en dos tecnologías para la producción de poliacrilamidas, la posthidrólisis y la copolimerización; sin embargo, a continuación, se describen brevemente diferentes vías de polimerización de *HPAM*:

2.2.2.1 Copolimerización. *La acrilamida y el ácido acrílico se polimerizan juntos en cierta proporción para producir un copolímero. Los polímeros producidos tienen una estrecha distribución de anionicidad, un peso molecular alto (MW siglas en inglés) de aproximadamente 20 millones de Dalton y también una excelente solubilidad (SNF, 2012) (SNF, 2014).*

2.2.2.2 Co-hidrólisis. *La acrilamida se homopolimeriza en presencia de una base para hidrolizarse durante la reacción. El polímero producido por esta técnica tiene un amplio rango de anionicidad, un límite superior de 18 millones de MW, una buena solubilidad y una distribución muy marcada de la anionicidad (SNF, 2012).*

2.2.2.3 Posthidrólisis. *El homopolímero de acrilamida se hidroliza posteriormente con una base mientras es un gel y luego se seca. Se puede producir un polímero con un MW de alrededor de 22 millones, pueden aplicarse en condiciones difíciles, especialmente en salmueras de alta salinidad y con altos niveles de dureza, donde las moléculas poliméricas pueden enrollarse y sedimentarse, causando pérdida de viscosidad y taponamiento de la formación, esta técnica de polimerización está diseñada para mitigar y evitar estos efectos (SNF, 2012).*

2.2.2.4 Terpolimerización. *Esta técnica busca mejorar la estabilidad térmica del polímero y se conoce como terpolímeros con N-vinilpirrolidona que resisten temperaturas elevadas y son eficientes incluso en salmueras de alta salinidad. (SNF, 2012)*

2.2.2.5 Copolímeros de ATBS y acrilamida. *Esta técnica busca mejorar la estabilidad térmica del polímero por encima de 75°C y hasta 120°C, de ahí se modifican polímeros que contienen acrilamida terbutil sulfonada y/o otro monómero térmicamente resistente. Durante el proceso de producción de la poliacrilamida, existe la posibilidad de que se puedan formar 2 tipos de partículas de gel insolubles. Denominados geles blandos o duros, dependiendo de la resistencia de la partícula. Las partículas de gel blando pueden deformarse y propagarse debido a su esfuerzo de corte durante su inyección, mientras que las partículas de geles duros no se deforman y puede causar taponamiento de los poros en la cara de la formación y el yacimiento. Es decir, cuanto mayor es el peso molecular, la solubilidad y la capacidad de filtración se ven afectadas.*

Los polímeros producidos por vía de copolimerización contienen menor cantidad geles blandos y casi sin geles duros, mientras que los producidos por post-hidrólisis contienen la mayor cantidad de partículas de gel duro (SNF, 2012). Thomas et al. (2013) sugieren que dependiendo de la tecnología de producción del polímero, la distribución de las cargas aniónicas a lo largo de la cadena principal del polímero cambia e induce diferentes propiedades físicas cuando es disuelto en agua. La figura 4 y 5 presentan el esquema de producción poliacrilamidas por vías de polimerización por posthidrólisis y copolimerización.

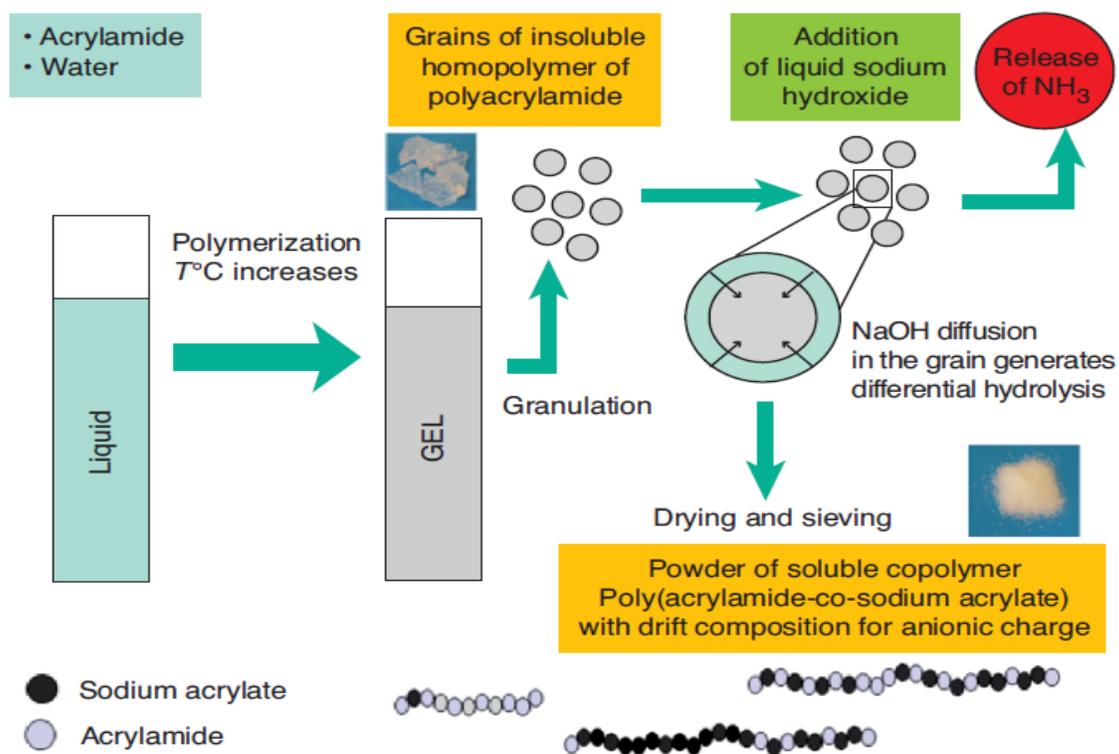


Figura 4. Esquema de producción de HPAM por posthidrólisis.

Nota. Adaptado de Some Key Features to Consider When Studying Acrylamide-Based Polymers for Chemical Enhanced Oil Recovery, Thomas, Gaillard y Favero, (2013), Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies nouvelles.

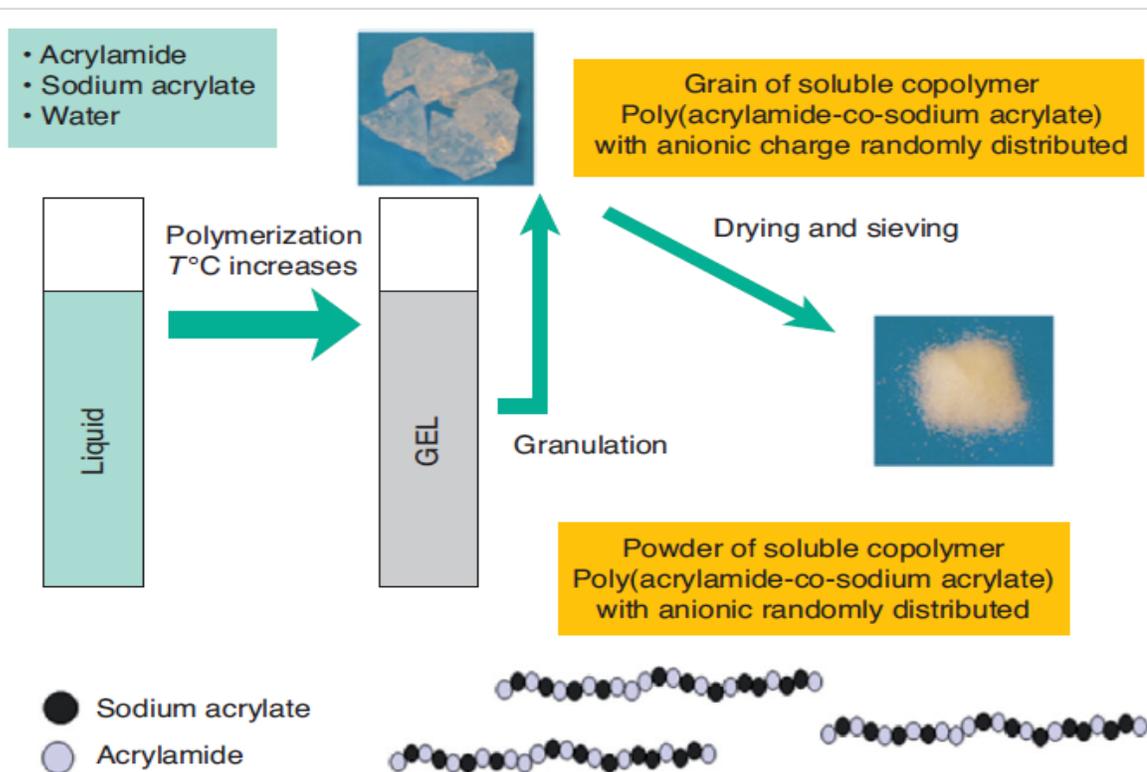


Figura 5. Esquema de producción de HPAM por copolimerización.

Nota. Adaptado de Some Key Features to Consider When Studying Acrylamide-Based Polymers for Chemical Enhanced Oil Recovery, Thomas, Gaillard y Favero, (2013), Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies nouvelles.

2.2.3 Propiedades de los polímeros tipo HPAM.

El polímero HPAM por vía de copolimerización de acrilamida y acrilato de sodio conduce a un polímero con una distribución más uniforme de las cargas aniónicas y por posthidrólisis se compone de una amplia gama de cadenas aniónicas algunas altamente cargadas y otras están menos cargadas. Estas propiedades son muy importantes para el comportamiento de los polímeros en solución acuosa, especialmente en presencia de calcio y magnesio (Thomas et al. 2013). En la tabla 1 se presentan propiedades de polímeros tipo HPAM producidos por tecnologías de posthidrólisis y copolimerización.

Tabla 1.

Propiedades de polímero tipo HPAM por copolimerización y posthidrólisis.

Polímero	Vía de polimerización	Anionicidad	Peso molecular	Aplicabilidad respecto a la dureza
Polímero A	Posthidrólisis	Alto	Muy alto	T<75°C dureza baja
Polímero B	Copolimerización	Medio – Alto	Alto	T<80°C dureza media

2.2.4 Histórico de campo influenciados por polímeros tipo HPAM.

La necesidad de incrementar las reservas de hidrocarburos conlleva a implementar diferentes técnicas de recuperación como la *cEOR*, sin embargo, se podrían presentar efectos secundarios generados por la irrupción de polímero, que conlleva no solo a incrementar las reservas de hidrocarburos sino también estos estudios nos darán las herramientas de selección de polímeros en función de las emulsiones que se generan, e inclusive la posibilidad de trabajar anticipadamente en alternativas para mitigar o evitar impactos en los fluidos, modificando aditivos químicos para hacerlos más compatibles en sistemas con residual de polímero producido, aumentar, reducir tiempos de residencia de procesos e implementar y/o rediseñar facilidades de producción para adecuar sus operaciones a las nuevas condiciones. A continuación, se presenta una revisión histórica realizada por diferentes autores de la influencia del polímero sobre los fluidos de producción y las facilidades de superficie.

Manrique, Ahmadi y Samani (2017) afirman que diferentes estudios realizados sobre la formación de emulsiones en el yacimiento pueden conducir a la reducción de la inyektividad, la formación de emulsiones inversas (afuera o dentro de los medios porosos) sin influencia de aditivos químicos, se ha relacionado con: la composición del agua y el crudo, la presencia de

partículas minerales sólidas, la presencia de contaminantes en aguas de inyección, la tasa de inyección y grado de turbulencia inducida en los medios porosos.

Geremia, Maersk y Bennetzen (2016) refiere que en campo Daqing los polímeros estabilizaron fuertemente la emulsión de aceite en agua debido a la interacción interfacial. Con el fin de mejorar las condiciones del fluido utilizaron secuencialmente tres procesos diferentes: la sedimentación natural por gravedad, sedimentación por floculación y bomba para aumento de presión, utilizando en el separador agentes tensioactivos con el fin de reducir la tensión interfacial entre el aceite y el agua. Adicionalmente mencionan que la universidad de Texas inicio una investigación con nanopartículas ferromagnéticas recubiertas de una surfactante para desestabilizar las emulsiones.

Bartz y Gotterba (2015) afirma que en un campo al norte de Canadá encontraron que el crudo además de agua contenía arena y otros sólidos en la emulsión y esto fue atribuido a la irrupción del polímero, estos sólidos contenidos en el crudo formaron una capa aislante en el exterior del tubo de fuego del tratador térmico y como resultado de esto una temperatura más alta y localizada del tubo y empeorando el problema cuando el polímero se descompuso y se combinó con sólidos oleosos en la superficie exterior generando ruptura en la pared del tubo, sin embargo, con el fin de mitigar este efecto diseñaron exitosamente un calentador de flujo distribuido para tratar dichos fluidos.

Sheng, Leonhardt y Azri (2015) señalan que en un campo no especificado se presentó daño a la formación causado por la inyección de polímeros, debido a que la adsorción de polímeros es prácticamente irreversible (es decir, la adsorción de polímeros que reduce la permeabilidad de las rocas) y aún se mantiene crudo residual en el yacimiento después de la inyección de polímeros que será más difícil recuperarlo por otras tecnologías debido a que la permeabilidad de la formación se reduce, con el propósito de mitigar los efectos secundarios se puede implementar el

fracturamiento hidráulico con el fin de aumentar la inyektividad. Adicionalmente; reportaron que el principal problema con los residuales de polímero es que estabiliza las emulsiones inversas.

Al-Kalbani et al. (2014) menciona en el campo Sultanate la compañía vio la necesidad de reconsiderar los tratamientos debido a la baja eficacia por la influencia de polímeros *EOR* con un aumento en el BS&W 0.5% a 1.5% en el sistema de tratamiento primario (*FWKO*), realizaron evaluaciones con el desemulsificante incrementando su dosis de un 10% hasta un rango de 30-50% encontrando a escala laboratorio que se logra desestabilizar emulsiones a una concentración aproximada de 400 ppm.

Al-Kalbani, Chandan, Saqri, Ravula, Choudhuri, Hashmi (2014) señalan que en el campo Muscat la capa de emulsión aumentó en el tanque deshidratador de agua libre (*FWKO por sus siglas en inglés*), lo que resultó en un incremento en la emulsión de la fase de crudo y los rompedores de emulsión no fueron efectivos para romper las emulsiones formadas influenciadas por el polímero presente.

Al-Kalbani, Mandhari, Al-Hadhrami, Philip (2014) mencionan que la inyección de polímero generó impacto en las instalaciones de superficie por depositación de incrustaciones en intercambiadores de calor, filtros de cáscara de nuez y tratadores térmicos, con ello incrementado los costos de tratamiento de agua necesarios para cumplir con los estándares de calidad del agua para la preparación de polímeros y/o la reinyección de agua.

Delamaide (2014) menciona que en el campo Marmul (Oman, Asia) el polímero no afectó los procesos de separación debido a la baja viscosidad del crudo y a las altas temperaturas en las facilidades de superficie, por lo tanto, bastó que el proceso de separación de aceite en agua se realizara mediante un sistema de celdas de flotación por gas inducido para la separación primaria y posteriormente un sistema de filtración de cáscara de nuez, con el propósito de alcanzar la calidad

de agua que permita su reutilización en preparación del polímero. Sin embargo, en campo Pelican Lake, la viscosidad del aceite es alta y las temperaturas de formación y en superficie son bajas y la concentración de polímero es alta debido a la gran cantidad de pozos con inyección, lo que ha dificultado los procesos de separación por problemas en los tratadores térmicos debido a la presencia de residuales de polímeros que causan ensuciamiento y falla en los tubos de fuego debido a la precipitación del polímero provocando puntos calientes que aumentando los costos operativos, con el objetivo de mitigar el impacto se diseñó un nuevo inhibidor de Scale y a nivel operativo modificaciones en el diseño de los tubos de fuego. Wang y Alvarado (2012) informaron que la relación agua/aceite influye en la estabilidad de la emulsión, debido a la interacción de las fracciones interfaciales-activas presentes en el aceite para la estabilidad de la emulsión. Se realizaron estudios con emulsiones sintéticas para crudos de Wyoming con diferentes características y las micrografías ópticas muestran claramente que con diferentes características del mismo crudo se forman emulsiones. Por otro lado, ambos crudos pueden formar emulsiones estables en presencia de salmueras de baja salinidad, adicionalmente el contenido de asfaltenos y ácidos orgánicos influye en el comportamiento de emulsión.

Pitts, Campbell, Surkalo, Wyatt (1995) refieren que en el campo Rapdan la inyección de polímeros causó problemas mecánicos debido a la incompatibilidad con el inhibidor de corrosión. Cabe señalar que todos los problemas fueron eliminados realizando ajustes operacionales y cambiando el inhibidor de corrosión inyectado.

Christopher, Clark y Gibson (1988) informaron que en el campo Sleepy Hollow una vez implementada la recuperación por inyección de polímero se observó un incremento en la corrosión y pérdidas de productividad que se mitigaron con tratamientos químicos basados en xileno y solventes mutuos.

Christopher, Clark y Gibson (1988) Señalan que en el campo Sleepy Hollow hubo un aumento notable en la corrosión en la producción, durante la inyección y desplazamiento de polímero, las varillas de bombeo presentaron fallas y parecen estar relacionadas con la adhesión de polímeros a las varillas de bombeo que proporciona un entorno favorable para las picaduras por corrosión.

De Hekker, Bowzer, Coleman y Bartoz, (1986) afirman que en campo Byron el polímero fue el responsable del desgaste y la corrosión en piezas de varillas y tuberías, debido al desplazamiento de sólidos que el polímero pudo arrastrar hacia los pozos.

Rowalt (1973) señala que en el campo Brelum se experimentó una emulsión inversa y se pensó que esta emulsión estaba relacionada con la inyección e influencia de polímero. Tras la aparición de la emulsión inversa, los análisis de calidad del agua de producción arrojaban parámetros por fuera de especificaciones, por lo que decidieron aislarla y no usarla para la preparación de polímeros.

3. Variables fisicoquímicas de fluidos y condiciones operativas de la facilidad de producción de hidrocarburos en estudio.

Uno de los desafíos a los que se enfrenta la industria de hidrocarburos con el objetivo de incrementar su producción, es el impacto generado por aditivos como el HPAM usado como técnica de recobro mejorado *cEOR*, sobre la separación de las emulsiones directas e inversas en facilidades de producción, debido al retorno de polímeros y su relación con las condiciones del yacimiento, los fluidos, el tratamiento químico y las variables operativas que conllevan al éxito en las operaciones de producción. A continuación, se describen estas variables para llevar a cabo el desarrollo del presente estudio experimental.

3.1 Condiciones del yacimiento en estudio para inyección de polímero *HPAM*

En esta sección se describen las condiciones del yacimiento, requeridas para la selección de los polímeros evaluados y son representados en la tabla 2. Cabe señalar que esta selección se basa solamente en las condiciones del yacimiento según el alcance del estudio.

Tabla 2.

Criterios de selección de polímeros tipo HPAM enfocado al estudio propuesto.

Propiedades del yacimiento	Condiciones de referencia
Temperatura	116°F
Litología	Areniscas
Rango de permeabilidad	10-800 mD
Viscosidad del aceite a (116°F)	52 cp
Viscosidad del agua a (116°F)	0,578 cp
Salinidad (TDS)	17182 ppm

De acuerdo con las condiciones del yacimiento y según lo referenciado por SNF (2012), los polímeros estándar son los mejores candidatos como métodos *cEOR* por inyección de polímero tipo *HPAM*, dado que son adecuados para yacimientos con temperaturas hasta 158°F, 35000 ppm de TDS, con un máximo de iones divalentes correspondiente a 1000 ppm.

3.2 Variables de operación facilidad de producción

Con el fin de garantizar que el desarrollo experimental represente las condiciones operativas de la facilidad tanto como sea posible, se recopiló la información operativa que rige los procesos de deshidratación de crudo y tratamiento de agua descritas en tabla 3, adicionalmente en el anexo 1 se presenta el diagrama de la facilidad de tratamiento del campo en estudio con el fin de identificar los procesos en superficie.

Tabla 3.

Condiciones operativas facilidad de superficie del campo en estudio.

Equipo	Fluido tratado	Temperatura de operación (°F)	Nivel de interfase (%)
Separador trifásico	Crudo	120	50
	Agua		
	Gas		
FWKO horizontal	Crudo	120	50
	Agua		
Tratador termo electrostático	Crudo	120 (<i>In Fluid</i>) 158 (<i>Out Fluid</i>)	40 % Calentamiento 30 % Coalescencia
Tanque almacenamiento	Crudo	158	5
Piscina de tratamiento	Agua	138	No aplica

Como se puede observar en la tabla 3 y anexo 1, el primer sistema de tratamiento es el separador trifásico cuyo altura de interfase agua aceite se sitúa en un 50% desde el fondo de la vasija, lo que indica que en el desarrollo experimental la relación agua aceite evaluada será 50/50 para condiciones de tratamiento en superficie, igualmente, para los estudios requeridos en fondo de pozo se manejará la relación agua aceite 80/20 correspondiente al promedio del corte de agua de pozos productores en el campo, adicionalmente, las condiciones operativas indican que el fluido a tratar es característico de un crudo cuya viscosidad le permite fluir adecuadamente a la temperatura de operación.

3.3 Caracterización del polímero *HPAM*

En la tabla 4, figuras 6 y 7 se describen las características fisicoquímicas del aditivo tipo *HPAM* usado como mecanismo *cEOR* sintetizado con dos tecnologías de polimerización diferentes según el proveedor, una por vía de copolimerización y la otra por posthidrólisis.

Tabla 4.

Caracterización fisicoquímica polímero tipo HPAM para el campo en estudio.

Polímero	Vía de polimerización	Parámetros	Condiciones de referencia
Polímero A	Posthidrólisis	Humedad	8%
		Hidrólisis	30%
		Viscosidad a 70°F	18 cP
		Viscosidad a 116°F	16 cP
		Carácter iónico	Aniónico
		Peso molecular	Muy alto
Polímero B	Copolimerización	Humedad	13 %
		Hidrólisis	31 %
		Viscosidad a 70°F	16 P
		Viscosidad a 116°F	14 cP
		Carácter iónico	Aniónico
		Peso molecular	Alto

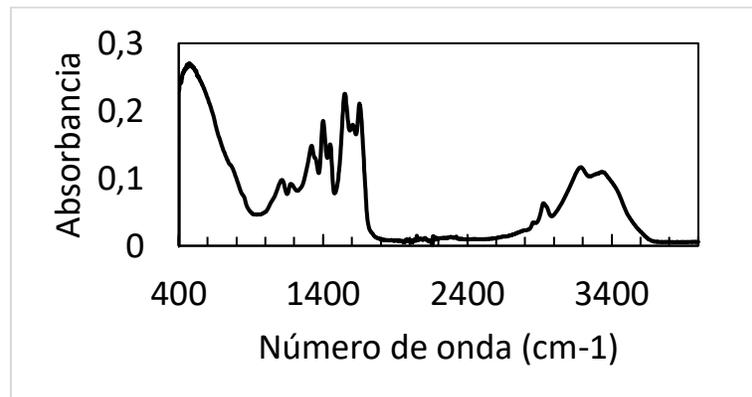


Figura 6. *Espectrofotometría infrarroja de polímero HPAM por posthidrólisis (Muestra A).*

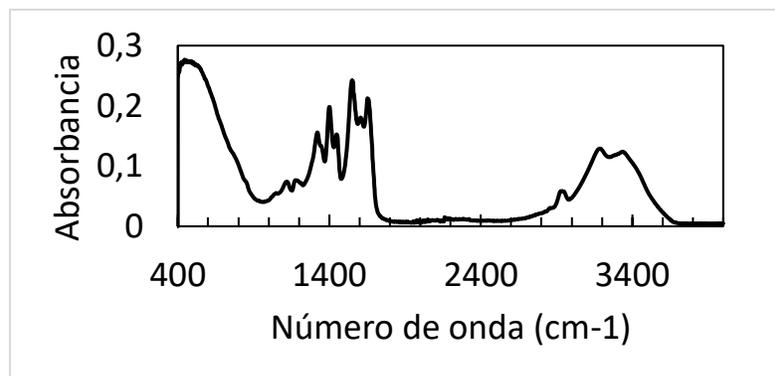


Figura 7. *Espectrofotometría infrarroja de polímero HPAM por Copolimerización (Muestra B).*

Como se evidencia en la figura 7, las características de los polímeros son comunes para las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas, por vía de copolimerización y posthidrólisis de alto peso molecular con bandas características de poliacrilamidas.

3.4 Caracterización de fluidos recolectados

El impacto generado por las técnicas de recobro *cEOR* genera preocupación en la cadena de producción del crudo y sobre el tratamiento de agua, aunque el polímero es soluble en agua, podría impactar en las tendencias emulsionantes de los fluidos, lo que hace necesario conocer las

condiciones libres de la influencia de *HPAM* y así poder generar una correlación que permita establecer diferencias o cambios que generan alteraciones a las condiciones de los fluidos que hacen parte del proceso de producción de hidrocarburos.

3.4.1 Caracterización fase acuosa.

Conocer tanto las condiciones de operación, como las condiciones de selección de polímeros, es tan importante y necesario como conocer la química básica del agua, ya que esta caracterización no solo da la orientación a las compañías de tratamiento químico en la selección adecuada de sus tratamientos y la compatibilidad de estos con los fluidos tratados, sino que permite entender a qué tipo fluido se enfrentan. En la tabla 5 se presenta la caracterización de las fases acuosas libres de influencia de polímero tipo *HPAM* para el campo en estudio.

Tabla 5.

Caracterización fases acuosas campo en estudio.

Propiedades	Agua de formación	Agua de producción
Calcio (mg/L)	1937	609
Magnesio (mg/L)	298	101
Sodio (mg/L)	7678	3143
Potasio (mg/L)	29	81
Hierro (mg/L)	11	6
Bario (mg/L)	48	5
Estroncio (mg/L)	12	18
Carbonato (mg/L)	0	0
Bicarbonato (mg/L)	98	71
Sulfato (mg/L)	<5	20
Cloruros (mg/L)	9882	1112
Sólidos disueltos totales (TDS)	18182	10551
Contenido de hidrocarburos (ppm)	35	186
pH a 25 °C	6,44	6,82
Conductivity at 20°C (mS/cm)	17,93	5,02

De acuerdo con la caracterización de las fases acuosas que influyen durante las operaciones de recobro mejorado por inyección de polímero, se encontró un agua de formación con alta concentración de sales, de carácter ácido y naturaleza catiónica, con alto contenido de sólido sedimentables.

3.4.2 Caracterización fase oleica.

En la tabla 6, se presenta la caracterización fisicoquímica de la fase oleica libre de influencia de polímero tipo *HPAM* tomada de un pozo del campo en estudio.

Tabla 6.

Caracterización fisicoquímica crudo producido.

Parámetros		Condición de referencia
BS&W (% vol)		18
Agua libre (% vol)		15
Emulsión (% vol)		3
Sedimento con agua libre (% peso?)		0
Sedimento sin agua libre (%)		2
Contenido de agua por destilación (% vol)		16,79
Densidad (°API)		18,9
SARA	Saturados (%)	40,44
	Aromáticos (%)	38,92
	Resinas (%)	18,74
	Asfaltenos (%)	1,69
Viscosidad (cp)	30°C	332
	40°C	183
	50°C	109
	60°C	68,73

De acuerdo con la caracterización descrita previamente, se evidencia que la fase oleica analizada según su gravedad API corresponde a un crudo pesado cuya reología muestra viscosidad característica de un fluido con comportamiento newtoniano, es decir, a medida que aumenta la temperatura de evaluación, disminuye su viscosidad lo que indica que es un fluido simple. Presenta un bajo porcentaje de emulsión y sedimentos presentes en la muestra analizada con adición de rompedor universal, es decir que los sólidos se encuentran contenidos en el aceite y se requiere el uso de agente desemulsificante para separarlos. Adicionalmente se evaluó la distribución del tamaño de gota y la micrografía de la emulsión con el objetivo de verificar la estabilidad de la emulsión y se representan en las figuras 8 y 9.

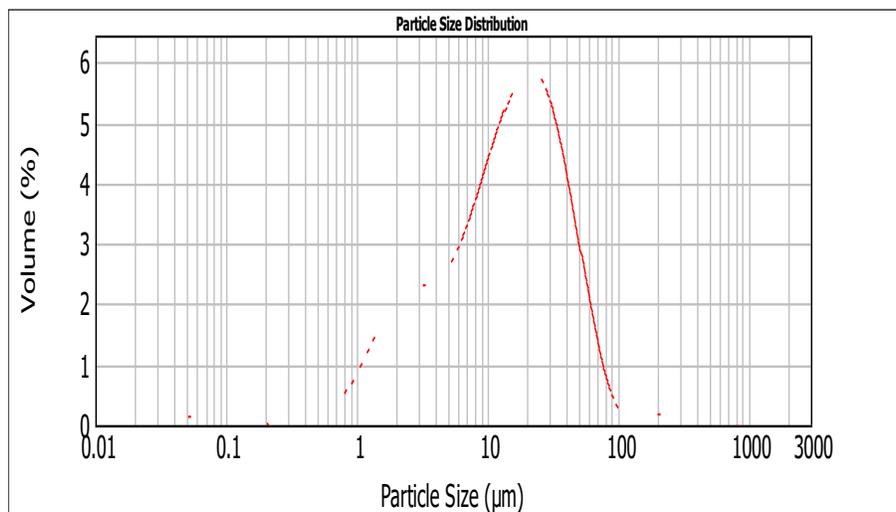


Figura 8. Curva de distribución tamaño gota para crudo producido en el campo en estudio.

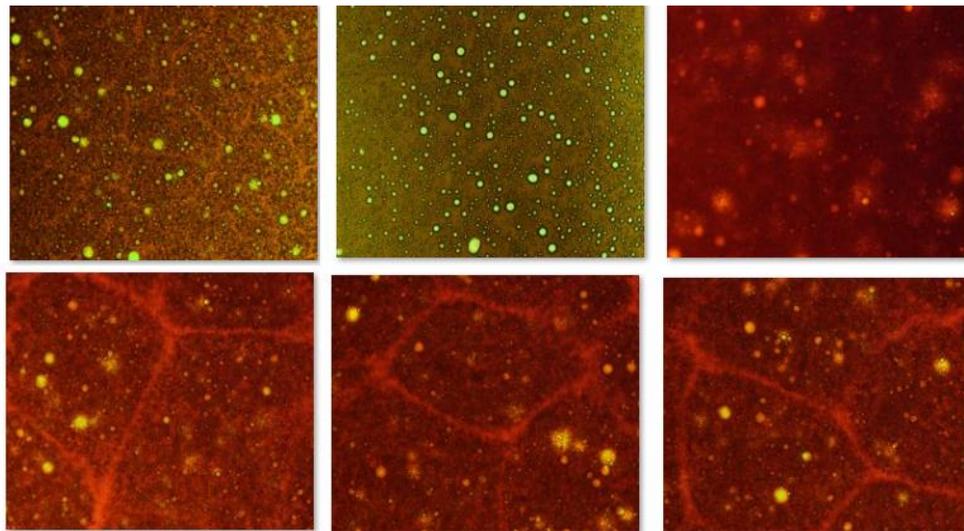


Figura 9. *Microfotografía de emulsión para crudo producido en el campo en estudio.*

En la figura 8 se evidencia que la distribución de tamaño de gota de la muestra, se extendió entre $1,30 \mu\text{m}$ y $261,2 \mu\text{m}$ con un pico en $14,10 \mu\text{m}$ en el 50% de la distribución (Volumen acumulado), Kokal (2002) refiere de acuerdo con el diagrama de distribución que las emulsiones pueden clasificarse como estrecha, media o ancha, entre más estrecha sea la curva de distribución las gotas serán más pequeñas y entre más ancha las gotas serán más grandes y habrá menor estabilidad de emulsión, de acuerdo con lo referenciado anteriormente, la emulsión natural caracterizada para esta evaluación es de tipo medio es decir que puede clasificarse como emulsión de estabilidad media, adicionalmente se evidencia que la distribución presenta un pico por lo tanto se considera monomodal. Adicionalmente, en el resultado del análisis de coloides al microscopio, se pudo verificar la aglomeración y morfología de las gotas de agua, incorporadas en la matriz del crudo emulsionado, se logra observar que las gotas de agua, se presentan homogéneamente dispersas en toda la matriz del crudo lo que indica estabilidad media, sin embargo, se evidenciaron otros patrones no atribuibles a gotas de agua que podrían indicar sólidos contenidos en el crudo no sedimentables, lo que es consecuente con el contenido de sedimento encontrado por centrifugación

en presencia de rompedor universal. Ashoori, Sharii, Masoumi y Mohammad (2016), definieron el índice de inestabilidad coloidal de los asfaltenos así:

$$CII = \frac{(Saturados + Asfaltenos)}{(Resinas + Aromáticos)}$$

Donde;

CII: Índice de inestabilidad coloidal

CII < 0,7 Asfaltenos son estables dentro del crudo

CII > 0,9 Asfaltenos son inestables

0,7 < CII < 0,9 ligera tendencia a la inestabilidad

De lo anterior se puede determinar que el crudo en estudio presenta una CII=0,73 es decir los asfaltenos tienen una leve tendencia a ser inestable o a sedimentar.

3.4.3 Caracterización básica de aditivos para tratamiento químico usados en el campo de estudio.

El éxito de los procesos de deshidratación de crudo y tratamiento de agua no solo depende del adecuado manejo de las condiciones operativas de los equipos de tratamiento en superficie, sino de la apropiada selección de los aditivos de tratamiento químico compatibles a las condiciones de los fluidos que ingresan a las facilidades de superficie. En la tabla 7, se presenta la caracterización básica de los aditivos químicos y su concentración de aplicación en campo para los procesos de deshidratación de crudo y tratamiento de agua; cabe mencionar que para los ensayos de laboratorio la concentración de aditivos se escaló 3 veces teniendo en cuenta que es un parámetro de formulación que suple las condiciones operativas que a escala laboratorio no se pueden simular, asimismo, la concentración total aplicada de aditivos corresponde al consumo global de cada uno

de los productos y para los aditivos inyectados en cabeza de pozo (Inhibidor de corrosión e inhibidor Scale), se asumieron dosis acordes a lo recomendado por la práctica recomendada API RP 42, para evaluaciones de estabilidad de emulsiones.

Tabla 7.

Caracterización y concentración de aditivos para tratamiento químico.

Aditivo	Concentración (ppm)		pH	Densidad [(g/cm ³) / (°C)]	Índice de refracción [% °BRIX/°C]
	Campo	Laboratorio			
Inhibidor de Scale	20	Protocolo	5-6	1,1808/22,4	40,1/20,6
Inhibidor de corrosión	15	Protocolo	4	0,9958/22,4	18,3/20,5
Floculante	1	3	7	No aplica	No aplica
Coagulante	31	93	3	1,2798/22,3	46,9/20,3
Antiespumante	44	132	5-6	0,8711/22,3	72,9/20,8
Rompedor inverso	2	6	5-6	1,1692/22,2	38,8/20,3
Rompedor directo	99	297	5-6	0,4248/22,2	82,5/20,9

La caracterización básica de los aditivos químicos coincide con la información de las fichas técnicas suministradas por el proveedor de tratamiento químico, lo que indica que el producto cumple con las especificaciones requeridas.

4. Evaluación experimental para determinar tendencias emulsionantes en fluidos de producción en contacto con polímero *HPAM*

Con el fin de determinar la tendencia emulsionante de un polímero tipo *HPAM* sintetizado por dos vías de polimerización diferentes, sobre los fluidos de producción durante los procesos de deshidratación de crudo y tratamiento de agua, una vez estos irrumpen en las facilidades de superficie. Se estableció una metodología y un diseño de experimentos que permite evaluar a escala laboratorio el posible impacto de *HPAM* residual (Posthidrólisis y Copolimerización) sobre los procesos de producción de hidrocarburos, se incluyen tres etapas descritas en la figura 10 y su desarrollo experimental se llevó a cabo en los laboratorios de la compañía QA/QC services S.A.S.



Figura 10. *Fases metodológicas diseño experimental*

En este capítulo se desarrolla la selección de variables del estudio y el diseño experimental, la fase de análisis comparativo de resultados obtenidos será tratada posteriormente en el capítulo 5.

4.1 Selección variables del proceso

El desarrollo de estudios experimentales que vinculen la ingeniería de proceso exige simular las condiciones de operación de un campo tanto como sea posible, convirtiendo este requisito en la condición más importante y necesaria a la hora de diseñar un estudio experimental. Si bien es

cierto que simular a escala toda la cadena de producción de hidrocarburos resulta muy difícil, diseñar el máximo de condiciones reales de operación, nos dará información valiosa, útil y muy confiable a la hora de correlacionar los resultados. En esta primera etapa se seleccionaron las variables del estudio, es decir, se clasificaron las condiciones de operación del campo requeridas para escalar el estudio y son presentadas en la figura 11.

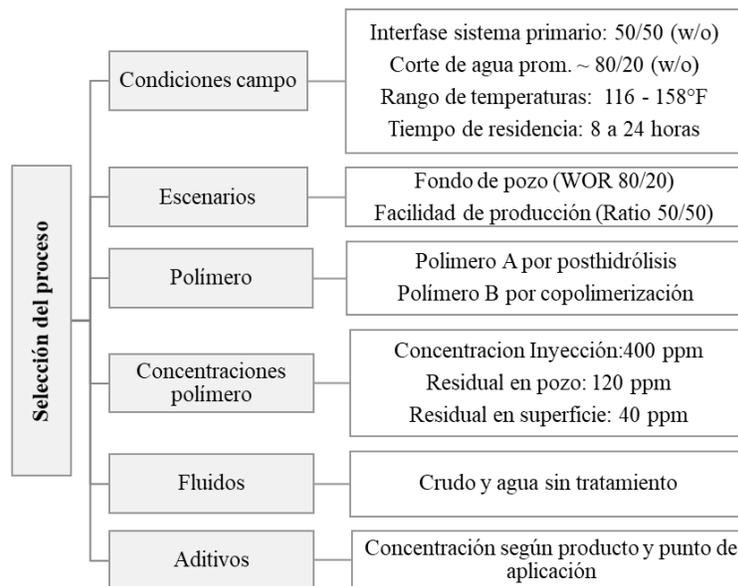


Figura 11. Condiciones para la selección del proceso.

Como se muestra en la figura 11, para el desarrollo del estudio se plantearon dos escenarios de evaluación con relaciones agua aceite 50/50 para evaluación en superficie y 80/20 para evaluación a nivel fondo de pozo. El rango de temperaturas corresponde a valores desde la temperatura de yacimiento hasta la temperatura de operación máxima en facilidades proporcionada por el tratador electrostático, con un tiempo de residencia de 24 h para el crudo asumiendo el tiempo hasta tanques de fiscalización y un máximo de 12 horas para el agua. Se asumió concentraciones de polímero del 30% (120 ppm) en pozo productor teniendo en cuenta la dilución en pozos de primera y segunda línea y un escenario de irrupción de polímero en facilidades del 10% (40 ppm) asumiendo

dilución en el volumen total del campo y el agua coproducida en la facilidad, respecto a la concentración de inyección (400 ppm).

4.2 Diseño experimental

Una vez se seleccionaron las condiciones o parámetros de evaluación, se procede a realizar el diseño experimental presentado en la figura 12, este incluye todas las variables requeridas para correlacionar y determinar los posibles efectos generados por la influencia de *HPAM* residual en función de la vía de polimerización sobre fluidos de producción las facilidades de superficie.

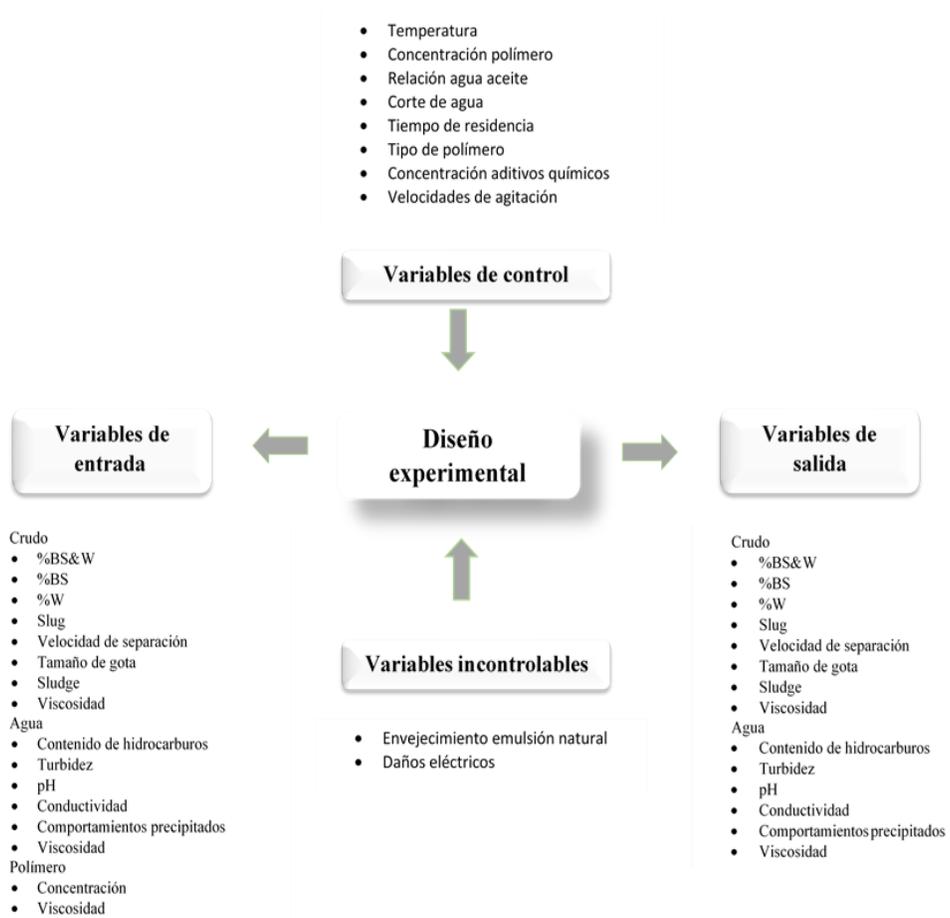


Figura 12. *Diseño experimental global.*

El diagrama anterior describe de forma global los ensayos requeridos para estimar las tendencias emulsionantes de los fluidos y de los aditivos de tratamiento químico en presencia de polímeros tipo *HPAM*.

4.2.1 Preparación solución polimérica.

La preparación de la solución polimérica se realizó en agua proveniente de la planta de inyección (agua de producción) previamente caracterizada en la tabla 5 y cuya carga de TDS es característica de aguas de salinidad media, por lo tanto, en la dilución la pérdida de viscosidad teórica del polímero es baja debido a que son polímeros de alto molecular, resistentes a la temperatura, con un alto rango de anionicidad evitando la precipitación de algunos iones divalentes. Se preparó una solución madre de polímero posthidrolizado (Muestra A) y polímero copolimerizado (Muestra B) a 5000 ppm en agua inyección y posteriormente se hizo dilución a 400 ppm, esta solución diluida se cizalló hasta alcanzar una velocidad de corte (*shear rate por sus siglas en inglés*) cercana 30000 s^{-1} , con el fin de simular la degradación total que sufre el polímero en la formación durante su paso del pozo inyector al productor, provocando rompimiento de las moléculas y pérdidas de viscosidad, para las mediciones se usó un viscosímetro Fann Thermo Cup modelo 35A a una velocidad de corte de 6 rpm, a temperaturas de 77°F y 116°F , antes y después de degradación mecánica, los resultados son reportados en la tabla 8.

Tabla 8.

Comportamiento de la viscosidad en soluciones poliméricas a 400 ppm.

Polímero	Viscosidad (cP)	Temperatura		% de Pérdida de viscosidad	
		77 °F	116 °F	77 °F	116 °F
Muestra A	Inicial	16	14	18	14
	Final	13	12		
Muestra B	Inicial	18	16	11	12
	Final	16	14		

De la tabla anterior se evidencia que las muestras A y B, alcanzan una pérdida de viscosidad de 18% y 11% a 77 °F y 14 % y 12 % a 116 °F respectivamente.

4.2.2 Protocolos preparación emulsiones sintéticas directas e inversas.

Una emulsión es un sistema polifásico que contiene dos fases líquidas inmiscibles entre ellas, donde una está dispersada en la otra y cuya estructura es estabilizada por un agente surfactante llamado emulsionante. La preparación de la emulsión consiste en fragmentar la fase dispersa dentro de la fase continúa formando una dispersión y creando un área interfacial entre los dos líquidos inmiscibles, sin embargo, para alcanzar la formación de una emulsión es necesario cumplir 3 requisitos: dos líquidos inmiscibles, un agente emulsionante y energía mecánica, por lo tanto, la acción del agente emulsionante o estabilizante, es necesaria, debido a que este se ubica en la interfase de las gotas de la emulsión y evita su coalescencia, este tercer componente para fines del estudio serán sólidos de formación que actúan como agente emulsionante de tipo mecánico. Cabe resaltar que el uso de surfactantes de tipo químico se limitó con el propósito de evitar interferencias con el polímero *HPAM*.

4.2.3 Protocolo preparación emulsión sintética directa.

El proceso de emulsión consiste en dispersar la fase acuosa en una fase continua, con sólidos finos actuando como agente emulsificante y estabilizando mecánicamente la emulsión (Tambe y Sharma, 1993). El protocolo de emulsión se seleccionó a partir de la recopilación de estudios previos que requieren emulsiones sintéticas, manteniendo los parámetros de formulación físicos descritos en la tabla 9 constantes en todas las preparaciones, a través de un sistema de agitación que consiste en un recipiente con capacidad de 1000 ml con diámetro interno de 10,2 cm, un rotor y un impulsor de tipo turbina con 4 aspas planas que favorece una combinación entre flujo laminar, turbulento y circulación de dirección radial, que ayudan a una adecuada emulsión (Chávez, Parra, Luzardo, Bravo, Delgado, Márquez, 2014).

Tabla 9.

Parámetros de formulación físicos de emulsión directa.

BS&W requerido	Volumen requerido	Localización	Temperatura	Velocidad
30%	1000 ml	~5 cm del Fondo	116 °F	400 rpm

La preparación de las emulsiones directas se realizó en crudo de pozo productor caracterizado en la tabla 6 y como fases acuosas se usó agua de producción, agua de producción con polímero A y agua de producción con polímero B que se adicionó gota a gota de manera continua (Argillers, Dalmazzone, Henaout, Mavasen y Nark, 2013), en un lapso de 10 min y posteriormente se dejó agitar a 400 rpm por 60 min, finalmente se dispersó la emulsión con ultraturrax a 6000 rpm por 3 min, con el fin de garantizar un tamaño de gota pequeño (Chuiza, Rivera, Ramirez y Gardenia,

2018), cabe mencionar que Aranberri, Binks, Clint y Fletcher (2006) afirma que se debe buscar que las gotas de fase dispersa sean lo más pequeñas, lo que se consigue con un buen tiempo de agitación, adicionalmente la disminución del tamaño de gota favorece las fuerzas repulsivas respecto a las fuerzas atractivas, por lo tanto se debe buscar que la fase dispersa alcance un tamaño de gota relativamente pequeño, con el propósito de favorecer las fuerza repulsivas que aseguran la estabilidad de la emulsión. Cabe mencionar, que previamente se realizaron ensayos preliminares de formación de emulsión hasta lograr una emulsión representativa y estable.

4.2.4 Protocolo preparación emulsión sintética inversa.

Para el proceso de emulsión aceite en agua, se utilizó un instrumento de dispersión de alto rendimiento Ultraturax T10, con un eje agitador S10 N-10 G donde N y G se refiere al tipo de cojinete y fisura en el estator adecuado para formar una emulsión de la fase oleica en la fase acuosa y no una suspensión, el proceso de formación de emulsión inversa se realiza en botellas graduadas Robinson con capacidad de 200 ml, sin embargo, para la herramienta seleccionada el volumen máximo requerido es de 100 ml. El protocolo de emulsión se seleccionó a partir de la recopilación de estudios previos, manteniendo los parámetros físicos constantes en todas las preparaciones descritos en la tabla 10.

Tabla 10.

Parámetros de formulación de emulsión inversa.

Contenido de hidrocarburos requerido		Volumen requerido	Localización	Temperatura	Velocidad
Entrada facilidad	72 ppm	100 ml	~5 cm del Fondo	116 °F	14.000 rpm
Entrada piscina de tratamiento	10				

Las emulsiones inversas se agitaron con una velocidad de 14000 rpm por 5 min (Argillers et al., 2013) (Noboa, Márquez y López, 2017), cuya velocidad se seleccionó con el fin de lograr un mayor flujo durante la mezcla y evitar la formación de aceite suspendido (Reyes y Di Scipio, 2012), cuyas fases fueron adicionadas así; se llenó la botella con un 50% de fase acuosa y se adiciono el volumen de fase oleica requerido para alcanzar el contenido de hidrocarburos en agua deseados, cabe mencionar que el crudo adicionado tiene residuales de rompedor directo y humectante de sólidos con el objetivo de ver la eficiencia y compatibilidad real del rompedor inverso ante el polímero *HPAM* en la cadena de producción. Finalmente se adiciona el restante de fase acuosa hasta completar el 100% de volumen requerido y se procede a agitar. De la misma forma que se seleccionó el protocolo de emulsión directa se realizaron ensayos preliminares de formación de emulsión inversa hasta lograr una emulsión estable y representativa. Es importante mencionar, que las emulsiones son promovidas por fenómenos físicos y por interacciones químicas entre las fases, lo que hace necesario que se evalúen en condiciones específicas de temperatura, relación de fluidos, efecto de aditivos, presentes en la cadena de producción y el tratamiento de fluidos, es decir, mantener la mayoría de las condiciones de operación físicas, mecánicas y químicas como sea posible.

4.2.5 Protocolo de evaluación sobre tendencia emulsionante por *HPAM*.

Una vez preparadas las emulsiones sintéticas, se procede al análisis de las variables asociadas a la caracterización de la emulsión, que son de gran importancia para la correlación e interpretación de las tendencias emulsionantes a partir de estudios de compatibilidad entre el fluido, el tratamiento químico y el polímero *HPAM*. En la figura 13, se presenta la metodología requerida para llevar a cabo el *screening* de evaluación.

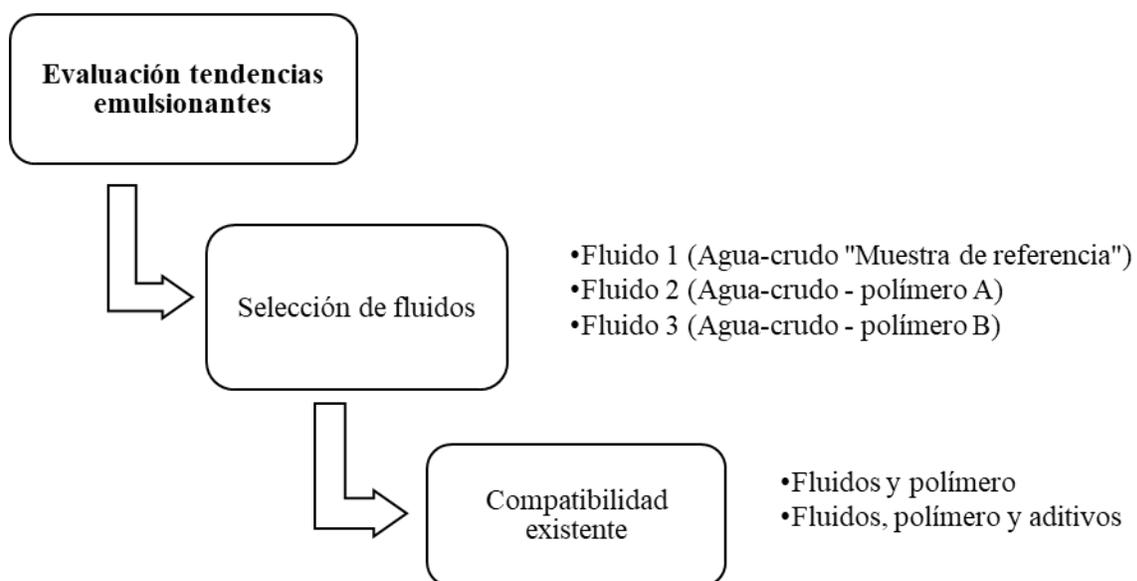


Figura 13. Metodología para evaluación de tendencias emulsionantes.

La metodología de evaluación consiste en la preparación de tres emulsiones sintéticas, dos de ellas influenciadas por polímero *HPAM* y la otra libre de su influencia (denominada muestra de referencia por ser la emulsión libre de polímero), las cuales son preparadas bajo el procedimiento

descrito en la sección 4.2.2. Posteriormente, se procede a realizar los estudios de compatibilidad para fluidos con y sin aditivos químicos para su tratamiento. Es de vital importancia realizar evaluación de fluidos en presencia de aditivos y polímeros *HPAM*, debido a que la carga iónica del polímero puede neutralizar la acción de otros aditivos afectando la calidad del agua y el crudo. En las figuras 14 y 15, se presenta la metodología de evaluación de tendencias emulsionantes entre los fluidos, aditivos y polímero *HPAM*.

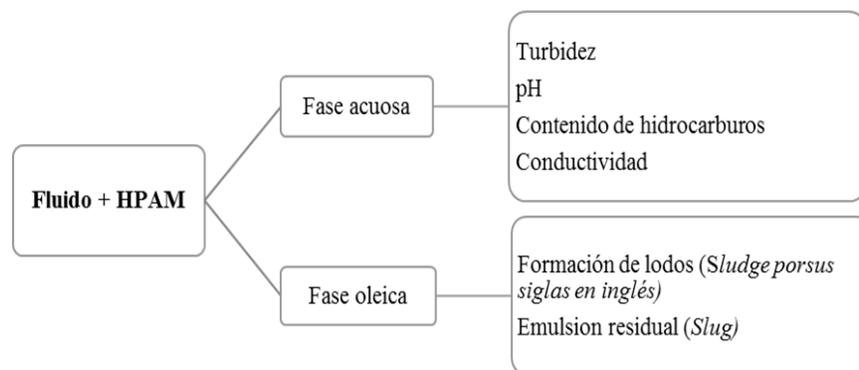


Figura 14. Metodología para la evaluación de tendencias emulsionantes entre fluidos y polímero *HPAM*.

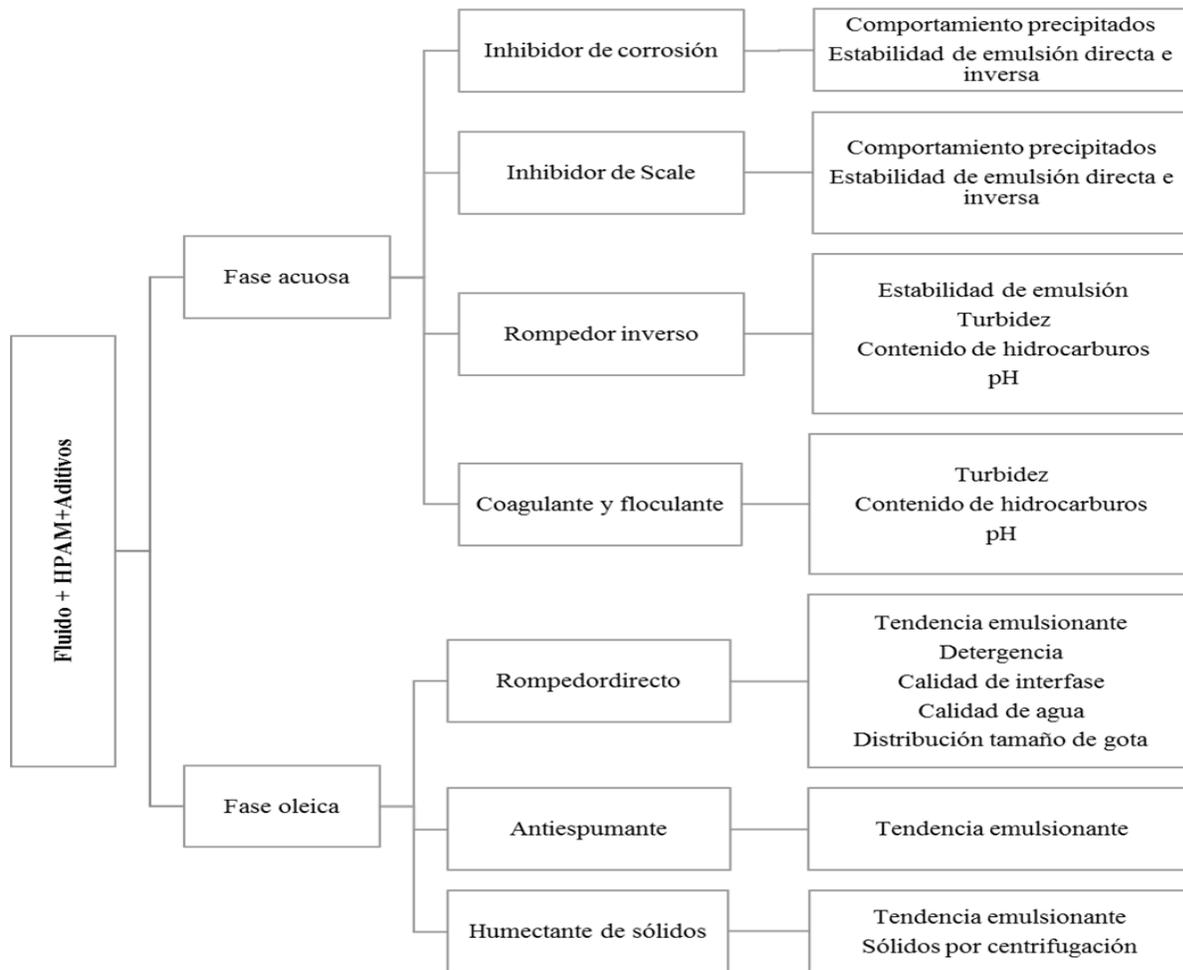


Figura 15. Metodología para la evaluación de tendencias emulsionantes entre fluidos, tratamiento químico y polímero HPAM.

Para realizar este estudio se emplearon fluidos tomados en cabeza de pozo y entrada a manifold de producción para los procesos de deshidratación de crudo y tratamiento de agua, con emulsiones medias según su distribución de tamaño de gota descrito en el capítulo anterior. Una vez preparadas las emulsiones sintéticas se procede a realizar las evaluaciones de tendencias emulsionantes en fluidos, y en su interacción con tratamiento químico y HPAM. Cabe mencionar que parámetros como turbidez, pH, conductividad, contenido de hidrocarburos, BS&W, Slug, serán

correlacionados y analizados en el capítulo 5. A continuación, se presenta la evaluación que permitirá determinar las posibles tendencias emulsionantes del *HPAM* en los fluidos de producción, los cuales fueron evaluados teniendo en cuenta condiciones promedio de fondo de pozo y superficie para determinar los tiempos de retención necesarios así:

Para un escenario de fondo de pozo a una profundidad aproximada de 4000 ft y producción aproximada de 450 BWPD Y 70 BOPD, se asumieron tiempos de retención entre 1 y 12 horas y para un escenario de superficie una producción aproximada de 13000 BWPD y 2051 BOPD, distribuidos en los equipos de tratamiento en la facilidad de producción, simulando condiciones de relaciones agua aceite dada por el manejo de interfases y la capacidad nominal de los equipos se asumieron tiempos de retención entre 0,5 y 24 horas.

4.3 Evaluación experimental compatibilidad de fluidos de producción y polímeros *HPAM*

Esta etapa comprende la evaluación de compatibilidad entre los fluidos de producción y el polímero *HPAM*, a partir de ensayos que permitan determinar modificación en las características de los fluidos que pueden afectar sus tendencias emulsionantes. La evaluación experimental para los escenarios planteados se presenta a continuación.

4.3.1 Evaluación experimental sobre la fase acuosa.

El desarrollo de este ensayo consiste en evaluar la fase acuosa, que corresponde a la compatibilidad entre el agua libre de formación, tomada de cabeza de pozo sin influencia de inhibidores ni polímeros *HPAM*.

La evaluación consiste en tomar 100 ml de agua de formación, agua de formación con 120 ppm de polímero A posthidrolizado (Muestra A) y agua de formación con 120 ppm de polímero B copolimerizado (Muestra B) y las cuales se adicionaron en botellas graduadas marca Robinson y posteriormente, la calidad del proceso se determinó con la evaluación cuantitativa y cualitativa del comportamiento de sólidos y petróleo a partir de la determinación de turbidez, pH, conductividad y contenido de hidrocarburos. Su registro fotográfico una vez culminado el ensayo, se presenta en las figuras 16 y 17.



Figura 16. Registro fotográfico precipitación sólidos por interacción fase acuosa con y sin influencia de HPAM.

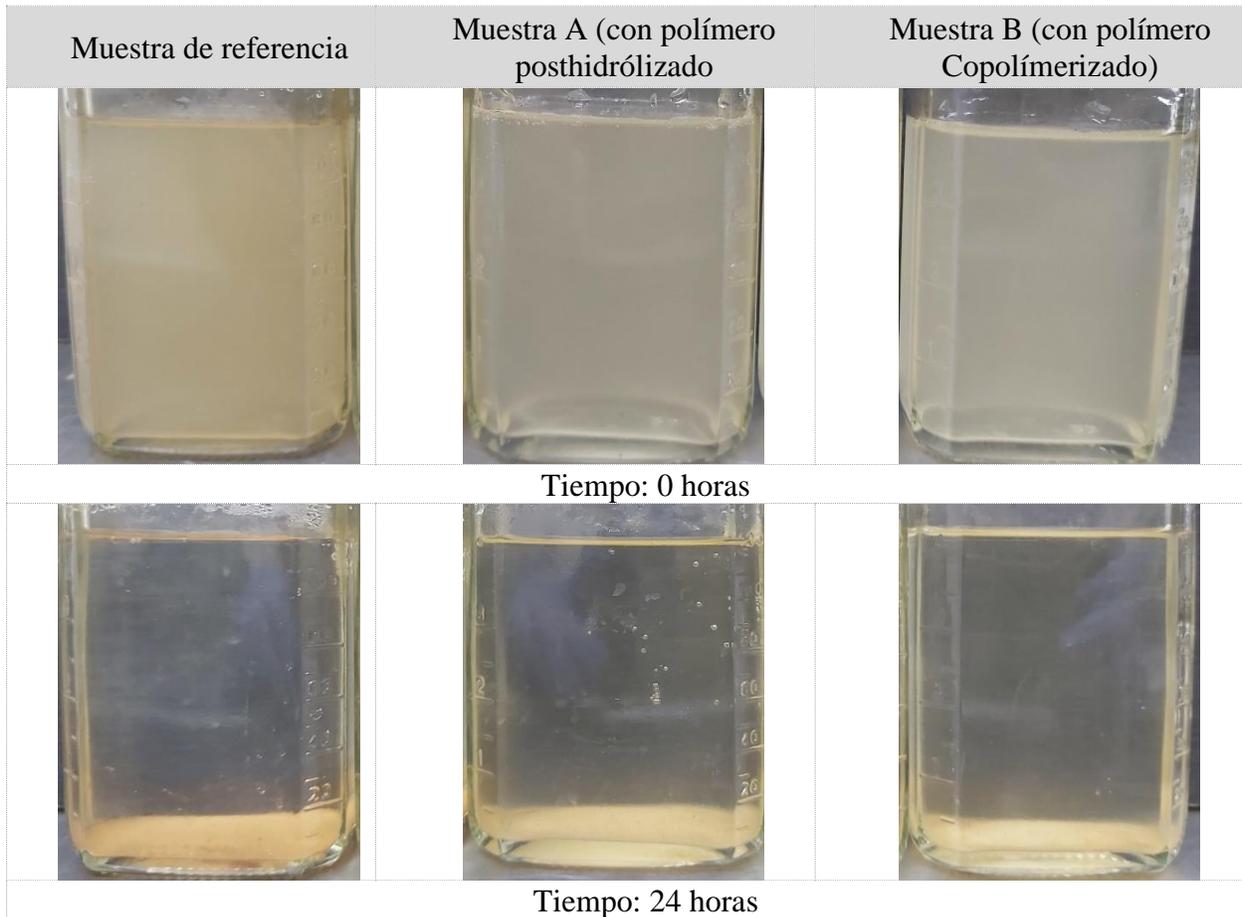


Figura 17. Registro fotográfico interacción fase acuosa con y sin influencia de HPAM.

En las figuras 16 y 17 se evidencia la interacción *HPAM* – fase acuosa sobre la materia coloidal suspendida. La muestra de referencia presenta una mayor sedimentación de material coloidal y en su interfase agua aire se observa mayor cantidad de aceite disperso respecto a las muestras A y B donde no se logra completar su proceso de flotación, no obstante, la calidad del agua es buena con mayor cantidad de materia suspendida.

4.3.2 Evaluación experimental sobre la fase oleica.

La fase oleica se evaluó a partir de la compatibilidad entre el crudo proveniente de cabeza de pozo libre de influencia de aditivos químicos y el polímero *HPAM* caracterizado en la tabla 6. El desarrollo del estudio consiste en determinar la formación de *Sludge* que es la tendencia que tienen algunos crudos en contacto con sustancias ácidas a sedimentar sólidos y se rige por la práctica recomendada API RP 42. Adicionalmente, se determinó la tendencia emulsionante ajustando el método ASTM D-96 y ASTM D-4007 sobre el comportamiento del polímero a estabilizar o no la emulsión residual (*Slug*) en el crudo. El registro fotográfico se presenta en la figura 18 y la clasificación del comportamiento de los *Sludge* se describe así:

Sin Sludge: No se evidencia partículas sólidas retenidas en la malla.

Trazas: Unas pocas partículas pequeñas retenidas en la malla.

Moderado: Se evidencian partículas están presentes en la malla.

Intenso: Se evidencia alto volumen de partículas grandes y retenidas en la malla.

Aditivo	Muestra de referencia	Muestra A (con polímero posthidrolizado)	Muestra B (con polímero Copolímerizado)
Inhibidor de corrosión			
	<i>Sin Sludge</i>	Trazas	Trazas
Inhibidor de Scale			
	<i>Sin Sludge</i>	<i>Sin Sludge</i>	<i>Sin Sludge</i>
Rompedor inverso			
	Moderado	Moderado	Moderado
Rompedor directo			
	<i>Sin Sludge</i>	Trazas	Trazas
Antiespumante			
	Trazas	Moderado	Moderado
Humectante de sólidos			
	<i>Sin Sludge</i>	Moderado	Moderado

Figura 18. Formación de Sludge

Se evidencia que el aditivo que genera mayor impacto en la formación de *Sludge* es el rompedor inverso principalmente en influencia por polímero copolimerizado. Aunque la mayoría de los aditivos principalmente influenciados por polímeros muestran comportamientos moderados de *Sludge*, es importante no obviar esta condición, debido a que estos precipitados normalmente son arcillas, escamas, productos de corrosión, asfaltenos, resinas, etc... y tienden a influir en las tendencias emulsionantes estando relacionados con la estabilidad de las películas interfaciales. Para los casos en estudio el CIC indica una leve tendencia a inestabilizar asfaltenos lo que podría estar relacionado con el comportamiento de los *Sludge* por influencia de *HPAM*. Posteriormente, se evalúa el comportamiento de la emulsión residual en las muestras evaluadas con el fin de determinar su tendencia emulsionante por influencia de *HPAM* a una concentración de 120 ppm y su registro fotográfico se presenta en la figura 19.

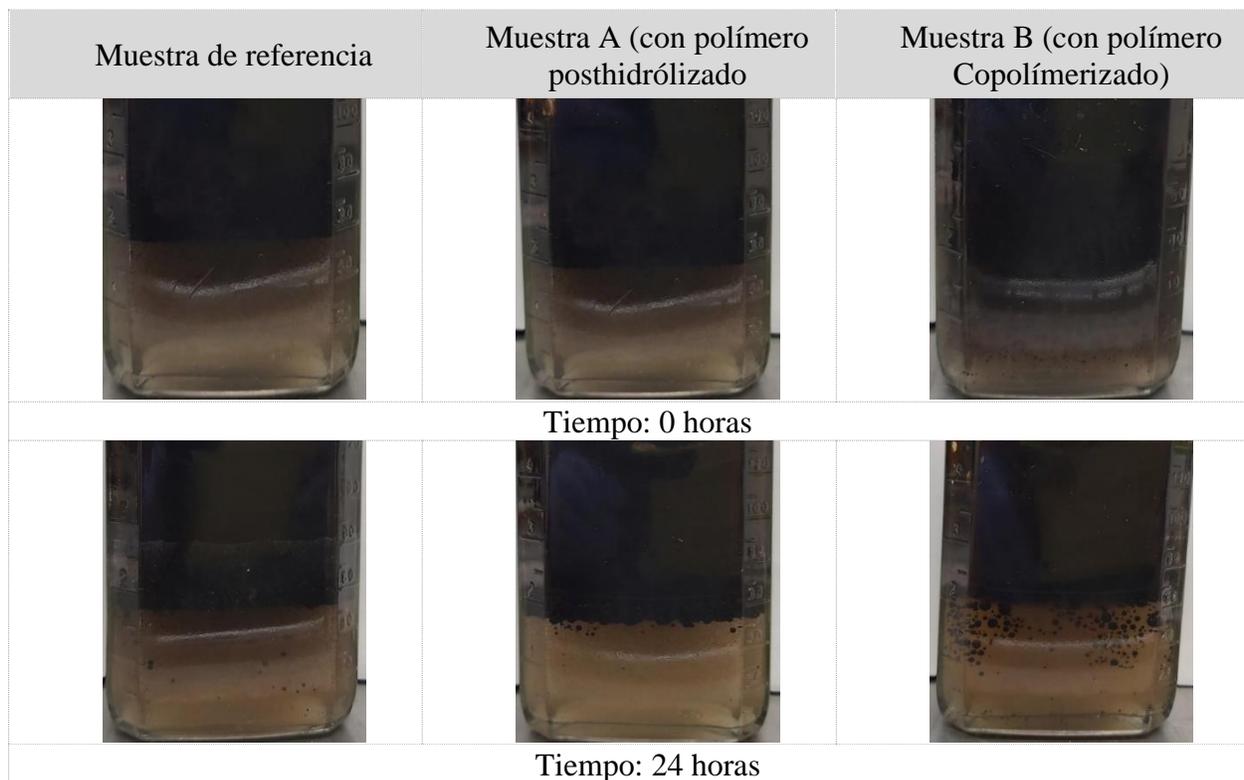


Figura 19. Registro fotográfico determinación de *Slug*.

El ensayo de evaluación de *Slug* se realizó sin influencia de tratamientos químicos y se observa que las mejores interfases se presentan en la muestra de referencia con una calidad de agua adecuada para un escenario fondo de pozo. Las interfases de las muestras A y B, no son definidas y presentan interferencias de material desconocido y una vez agitadas se evidencia mayor resistencia al movimiento. La muestra visualmente más afectada es la muestra con polímero copolimerizado (Muestra B), se evidencia claramente un tapón o moneda adherida a la interfase.

4.3.3 Evaluación experimental sobre mojabilidad de sólidos.

La evaluación de la tendencia mojante de los sólidos se ajustó a la práctica recomendada API RP 42, con el propósito de determinar la tendencia humectante sobre las superficies sólidas una vez entran en contacto con el polímero cuyos resultados se presentan en las figuras 20 y 21.



Figura 20. Comportamiento de la mojabilidad de los sólidos en la fase acuosa.

De la figura anterior se evidencia que las muestras influenciadas por polímero tienden a formar flóculos principalmente en las muestras A y B que tienden a flotar hacia la interfase agua aire a diferencia de la muestra de referencia donde se precipitan en mayor proporción. Posteriormente se

evalúa la tendencia mojante del polímero sobre los sólidos en la fase oleica, cabe mencionar que debido a que el crudo evaluado es pesado, no es posible evidenciar el comportamiento de los sólidos, por ende, se evaluó en aceite mineral.



Figura 21. *Comportamiento de la mojabilidad de los sólidos en la fase oleica.*

Se evidencia que los sólidos en la muestra de referencia se mantienen precipitados en el fondo de la botella, a diferencia de las muestras A y B, donde la carga de sólidos se distribuye y se mantiene suspendida en la fase oleica. La importancia de los sólidos finos se debe a que estos pueden actuar como estabilizadores mecánicos, debido a que tienden a ser mucho más pequeños que las gotas de agua en la emulsión y se depositan en la interfase agua aceite, siendo humedecidos tanto por el aceite como por el agua (Tambe et al. 1993). Los sólidos al ser partículas con estructuras rígidas pueden estar siendo protegidos por el polímero que al poseer carga aniónica afecta su grado de disociación e ionización de los grupos presentes en la superficie de las partículas, definiendo una carga determinada a nivel superficial, que puede modificar la mojabilidad los sólidos y cargarlos eléctricamente, favoreciendo la repulsión estérica e inhibiendo la coalescencia de las gotas por repulsión electrostática y el espesamiento de la fase acuosa los mantenga en suspensión. Adicionalmente, se evidenció que los sólidos modifican su humectabilidad en presencia de polímeros favoreciendo su mojabilidad hacía la fase oleica.

De acuerdo con lo anterior, se podría intuir que los sólidos presentan una tendencia hidrofóbica en presencia de polímeros, debido a esto son más afines al aceite y se disuelven más fácilmente en la fase oleica, es decir, presentan mejor solubilidad hacia el aceite que hacia el agua, posiblemente por la formación de una capa sobre las partículas sólidas que puede estabilizar la emulsión y por ende generar una mayor dificultad en la coalescencia de las gotas de agua.

Cabe mencionar que la extracción de los sólidos en la fase acuosa se llevó a cabo por sedimentación y de la fase oleica por centrifugación sin dilución, no se realizó el uso de ningún aditivo químico para la separación de sólidos con el objetivo de evitar interferencias con los polímeros arrojando resultados erróneos.

4.4 Evaluación experimental entre fluidos de producción, tratamientos químicos y *HPAM*

Los aditivos químicos juegan un papel importante en las operaciones de producción de hidrocarburos. Su adecuada selección y compatibilidad con los fluidos ayudan a la separación de aceite / agua / gas, desestabilización de emulsiones, transporte de fluidos, protección de equipos de tratamiento y mejoran la calidad de fluidos, garantizando el éxito en los procesos de deshidratación de crudo y tratamiento de agua. Sin embargo, el efecto causado sobre estos fluidos por la implementación de diferentes métodos de recobro puede afectar la química del agua y el crudo, causando una incompatibilidad con los aditivos y con ello pérdida de eficiencia en los procesos de desestabilización de emulsiones. Cabe mencionar que cada uno de los ensayos se realizó teniendo en cuenta los residuales de otros aditivos que hacen parte del proceso de producción de hidrocarburos.

4.4.1 Evaluación experimental sobre tendencia emulsionante por inhibidores.

La evaluación de inhibidores consta de dos etapas, la primera evalúa la compatibilidad del agua y el crudo en presencia de inhibidores y la segunda estudia la estabilidad de la emulsión en las dos fases. Estos procedimientos se rigen por la practica API RP 42, la Norma NACE RP0775 y ajustado a lo propuesto por Vanegas, Buendía, Carrillo (2016), los ensayos se evaluaron a temperatura de yacimiento 116°F. El desarrollo de este ensayo consiste en tomar muestras de fases acuosas a las cuales se les dosificó el inhibidor de corrosión y Scale en diferentes botellas al 5%, se agitaron con ultraturrax T10 - S10 N-10 a 14.000 rpm por 1 minuto y se calentaron por 24 h desde 70°F hasta 116°F, incrementando la temperatura cada hora durante las primeras 4 h. Al cabo de las 24 h, se detalló la calidad de la fase acuosa, el aspecto de los precipitados y finalmente el comportamiento de la turbidez

4.4.1.1 Evaluación experimental con inhibidor de corrosión. El registro fotográfico correspondiente a la evaluación con inhibidor de corrosión se presenta en las figuras 22 a 25.



Figura 22. Registro fotográfico compatibilidad entre el inhibidor de corrosión y fases acuosas sin agitación.

La figura 22 muestra el comportamiento de la fase acuosa en contacto con inhibidor de corrosión sin agitación y se evidencia que el polímero inhibe la acción del aditivo precipitándolo en el fondo de la botella y requiere fuerte agitación para formar una sola fase como se evidencia en la figura 23.

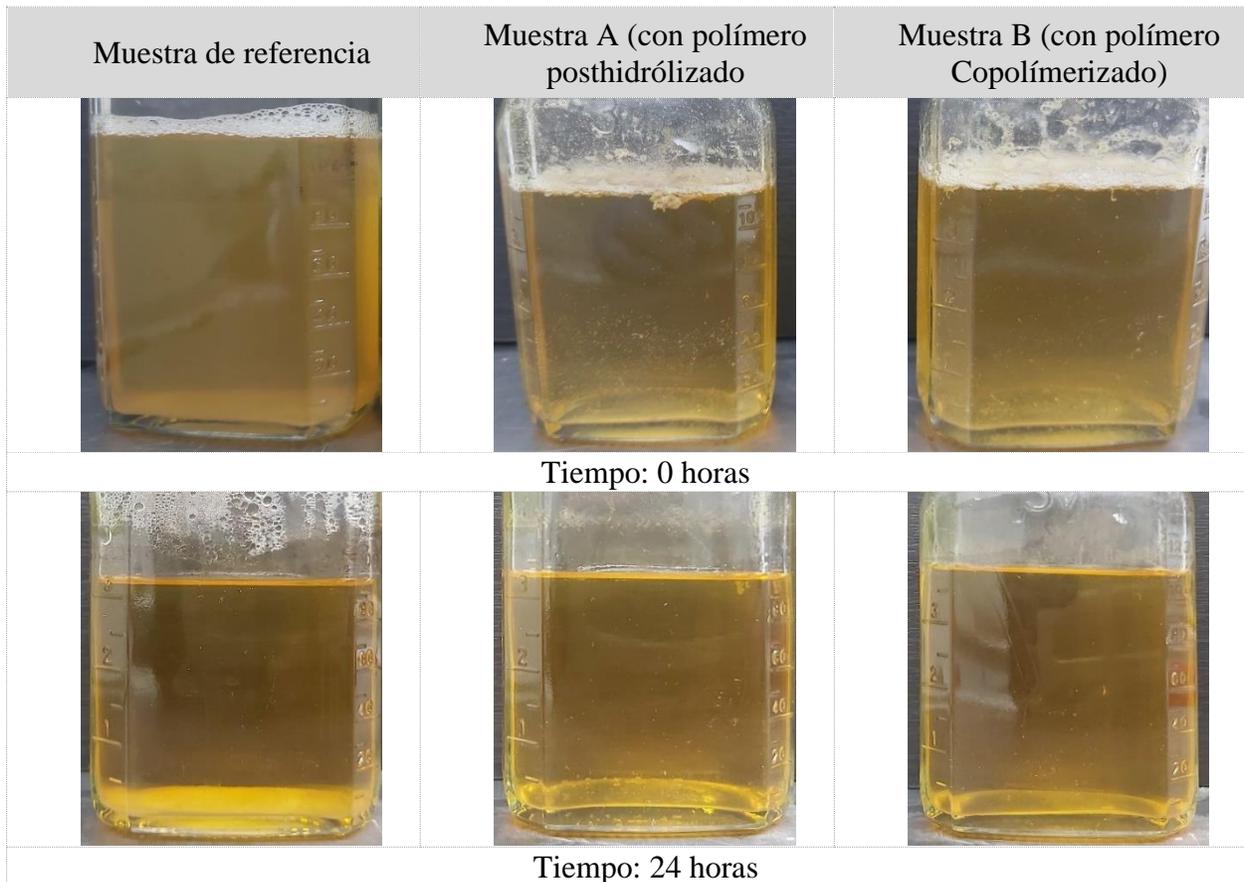


Figura 23. Registro fotográfico tendencia emulsionante de fase acuosa en presencia de inhibidor de corrosión.

Una vez las muestras son agitadas tienden a formar una capa espumosa, sin embargo, en las muestras influenciadas por polímero se forma un aglomerado gelatinoso como se evidencia en la figura 24.

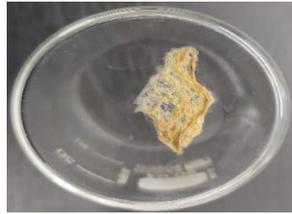


Figura 24. Registro fotográfico aglomerado formado en interfase aire – agua por inhibidor de corrosión y HPAM.

El aglomerado formado se puede deber al alto grado de anionicidad de los polímeros sintetizados por copolimerización y posthidrólisis lo que favorece la formación de geles por posible degradación del polímero en presencia de inhibidor o por el empaquetamiento de sólidos lo que podría impactar en la estabilidad de las emulsiones directas o adherirse como capa aislante a las superficies metálicas generando consigo temperaturas más altas y localizadas generando posibles fisuras y/o corrosión en los equipos. Cabe mencionar que la calidad de agua es buena, no se evidencia turbidez sino color dado por el inhibidor. Finalmente se evalúa el comportamiento de la tasa de corrosión sobre cupones, el desarrollo de esta actividad consiste en depositar en frascos Schott 300 ml de muestra a analizar y posteriormente depositar los cupones previamente pesados y al cabo de 30 días determinar la tasa de corrosión.

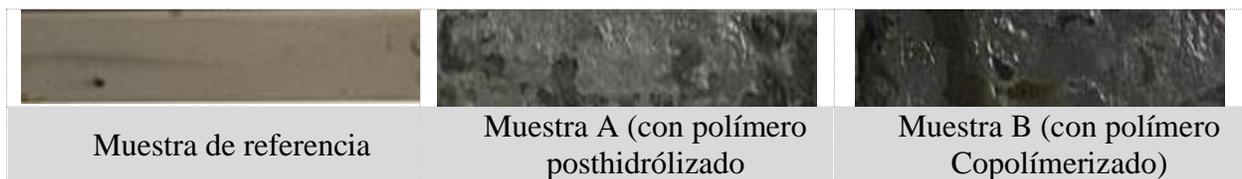


Figura 25. Registro fotográfico cupones de corrosión.

Los cupones presentan deterioro, principalmente los depositados en las muestras A y B, que indican la formación de escalas que inhiben la acción del anticorrosivo. Más adelante se determina la tasa de corrosión con el objetivo de verificar esta afirmación. Finalmente, se evalúa la tendencia

emulsionante sobre el crudo, bajo la practica recomendada API RP 42 descrito anteriormente y cuyos resultados se presentan en la figura 26.



Figura 26. Registro fotográfico tendencia emulsionante de fase oleica en presencia de inhibidor de corrosión.

En las muestras analizadas con inhibidores de corrosión, se evidencia que la muestra de referencia presenta sólidos precipitados, hilos de aceite que se adhieren a la interfase con agitación, una detergencia no muy favorable e interfases no definidas. Respecto a la muestra copolimerizada (muestra B) se evidencia la formación de flóculos que rompen en la interfase al cabo de 3 a 5 segundos de contacto, no hay formación de sólidos precipitados y la interfase no se define por interferencia de sólidos, sin embargo, la muestra posthidrolizada (muestra A) presenta una interfase más definida con sólidos precipitados.

4.4.1.2 Evaluación experimental con inhibidor de Scale. El registro fotográfico correspondiente a la evaluación con inhibidor de scale, el cual se presenta en las figuras 27 a 28.

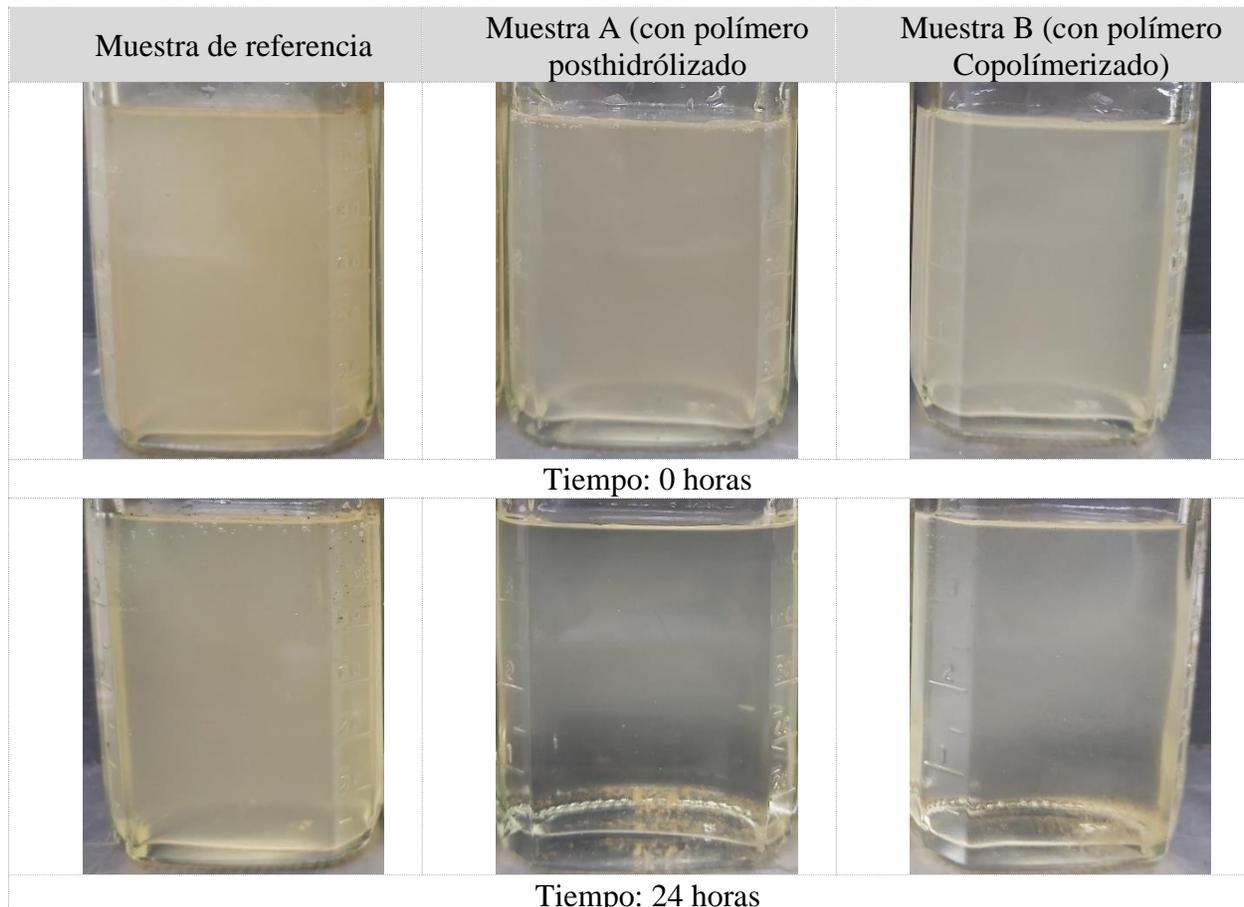


Figura 27. Registro fotográfico tendencia emulsionante de fase acuosa en presencia de inhibidor de scale.

Se evidencia que la mejor calidad de agua se observa en la muestra posthidrolizada (A) con mayor cantidad de precipitación de sólidos floculados respecto a la muestra copolimerizada. Por otro lado, desde el punto de vista de tratamiento de Scale la precipitación de sólidos no favorece el sistema ya que estos se depositan favoreciendo la corrosión y pueden cambiar su humectabilidad adhiriéndolos a la interfase agua aceite al entrar en contacto con otros aditivos para tratamiento

químico, por consiguiente, el mejor comportamiento está en la muestra de referencia donde no se evidencia precipitación de sólidos.



Figura 28. *Precipitados formados en fases acuosas influenciadas por polímeros en presencia de inhibidor de Scale.*

La evaluación de compatibilidad con la fase oleica se rige por la practica recomendada API RP 42, es necesario tomar las fases acuosas del ensayo de compatibilidad con agua y se mezcla con crudo en una relación 1:1, se agitan con ultraturrax T10 - S10 N-G10 a 14.000 rpm por 5 minutos y se coloca en el horno a temperatura de 116°F por 24 h, finalmente, se realizan observaciones en intervalos de 1 h durante las primeras 4 h y posteriormente a las 24 h analizando la detergencia del crudo, la calidad de interfase y se presentan los resultados en las figuras 29 y 30. La Estabilidad de emulsión se llevó a cabo dosificando los inhibidores al 5% en la fase acuosa, posteriormente se preparó 100 ml de mezcla crudo y fase acuosa preparada previamente, en proporción 50/50, adicionando 2.5 gramos de sólidos provenientes de la misma formación, la mezcla se agito con ultraturrax T10 – S10N- G10 14.000 rpm durante 30 segundos, y se realizó seguimiento a cada hora en un intervalo de 1 h durante las primeras 4 h y posteriormente a las 24 horas registrando el volumen de agua separada y calidad de fase acuosa manteniendo la muestra a 116 °F finalmente se evalúa el contenido de BS&W y emulsión.



Figura 29. Registro fotográfico tendencia emulsionante fase oleica en presencia de inhibidor de Scale.

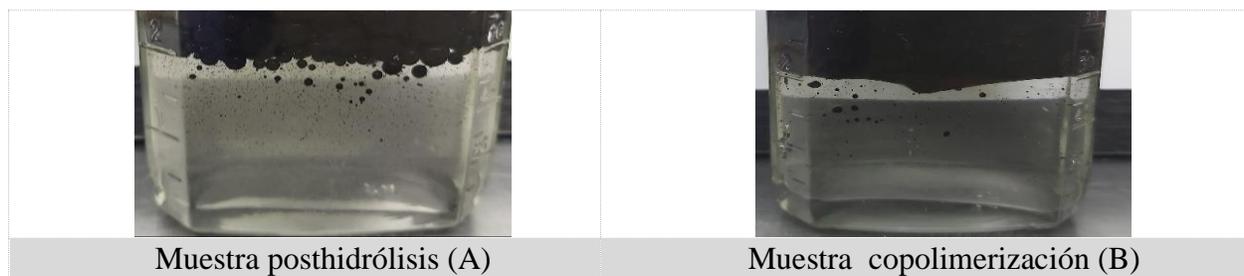


Figura 30. Registro fotográfico interfase con agitación en presencia de inhibidor de Scale en crudo.

En las muestras analizadas con inhibidores de Scale, se evidencia que la muestra copolimerizada (B) muestra una interfase más definida, con menos interferencia de sólidos respecto a la muestra posthidrolizada (A), sin embargo, es la muestra de referencia presenta la mejor calidad de interfase. Adicionalmente las muestras A y B presentan precipitados en el fondo de la botella de tonalidad blanca principalmente en la muestra A. Respecto a la detergencia, el polímero influye en la remoción de aceite adherido a las paredes y al agitar las muestras se forman flóculos de aceite que se adhieren a la interfase y que se desestabilizan al cabo de 3 a 5 segundos formando una sola fase aceite. Cabe mencionar que las interfases de las muestras A y B al ser agitadas presentan un comportamiento más viscoelástico respecto a la muestra de referencia.

4.4.2 Evaluación sobre tendencia emulsionante por rompedor inverso.

En la figura 31 se presenta el registro fotográfico de la evaluación de compatibilidad sobre tendencias emulsionantes entre el rompedor inverso y la fase acuosa, el ensayo consiste en tomar 100 ml de emulsión inversa previamente preparada y aplicar la dosis ajustada a la inyectada en la facilidad de producción, agitar y realizar seguimiento a la calidad de agua, pH, conductividad, turbidez.

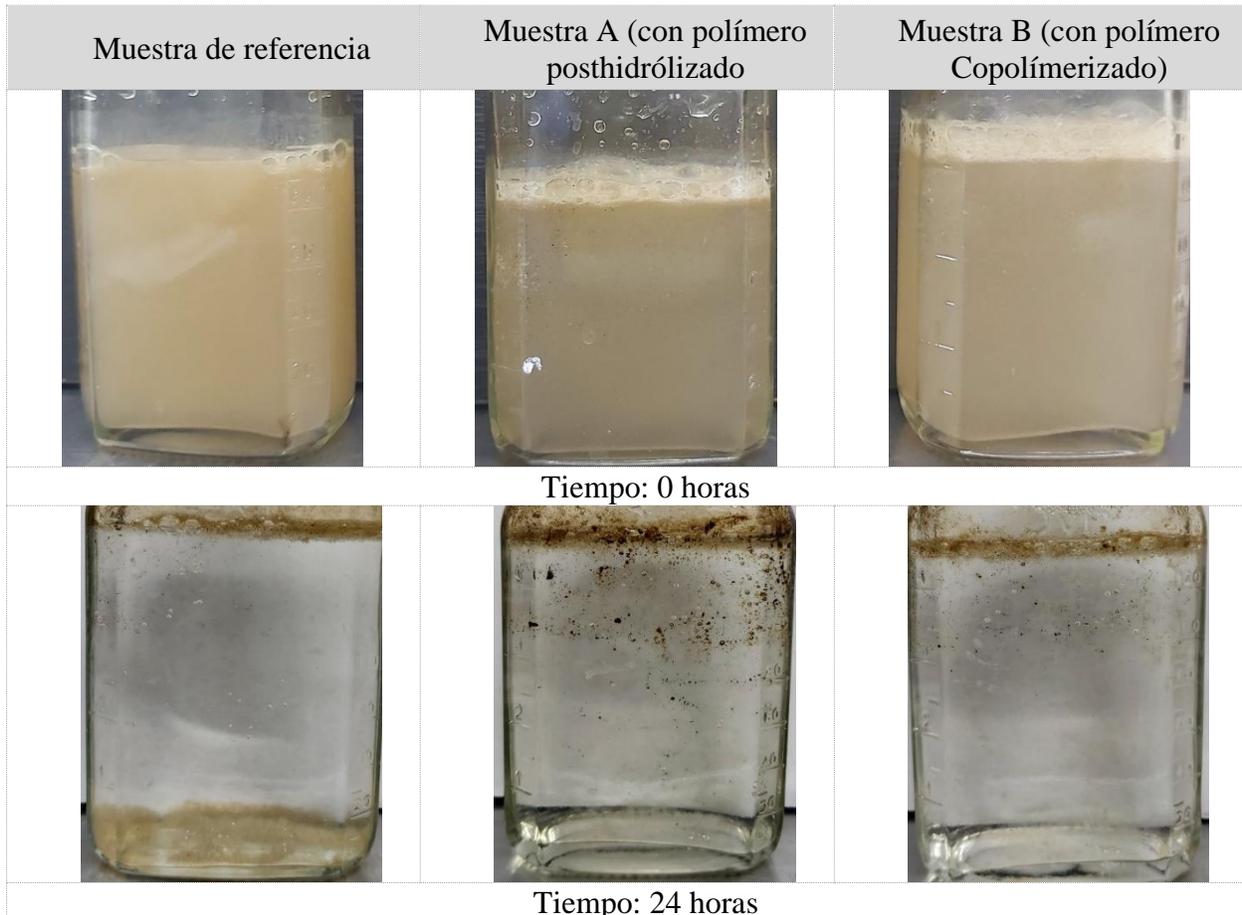


Figura 31. Registro fotográfico compatibilidad entre rompedor inverso y fases acuosas.

En el registro fotográfico se evidencia un comportamiento de desestabilización de carga coloidal en las tres muestras analizadas. En la muestra de referencia el floculo tiende a sedimentar a diferencia de las muestras A y B, donde el floculo formado tiende a migrar hacia la interfase agua aire por flotación. Para las muestras con polímeros se evidencia un floc más fino y poco más de material suspendido en la fase acuosa respecto a la muestra de referencia, adicionalmente la carga de aceite disperso se evidencia en mayor proporción ubicado en la interfase agua aire en la muestra de referencia respecto a las muestras A y B donde se evidencia un poco más disperso, no obstante, las tres muestras presentan una excelente calidad de agua.

4.4.3 Evaluación sobre tendencia emulsionante por rompedor directo.

El ensayo consiste en preparar botellas usando fase acuosa con residuales de rompedor inverso simulando la condición de tratamiento real en facilidades donde es inyectado de manera simultánea a la entrada del sistema y la fase oleica requerida fue recolectada a la entrada de manifold de producción en una relación 1:1 para un volumen de 100 ml según la interfase en el sistema primario, posteriormente, se adiciona la concentración de rompedor directo requerido en campo y se determina su adecuada eficiencia, analizando parámetros de tendencia emulsionante, detergencia, calidad de interfase, calidad de agua y distribución tamaño de gota, cuyo registro fotográfico se presenta en la figura 32.

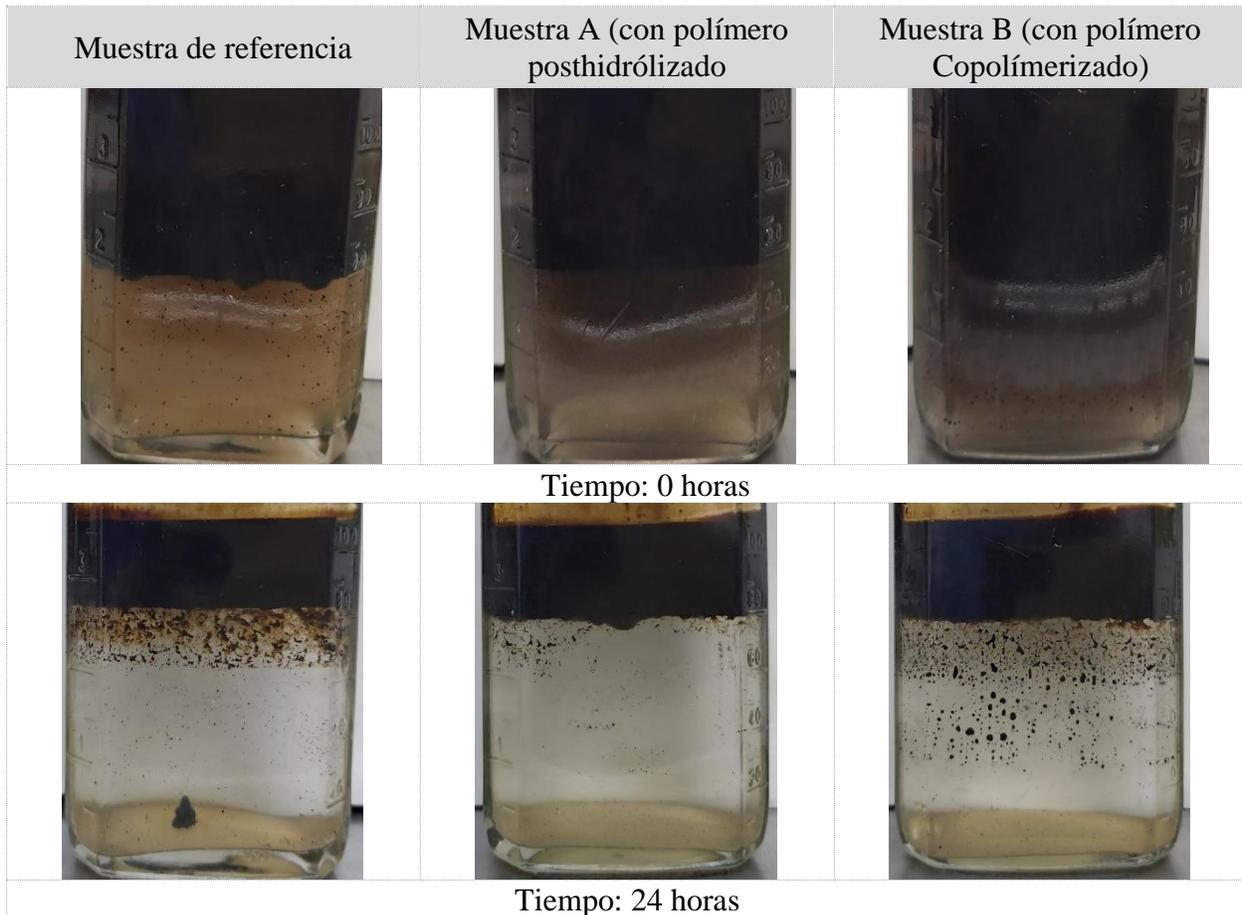


Figura 32. Registro fotográfico compatibilidad entre la fase oleica y el rompedor directo.

De acuerdo con el ensayo realizado se evidencia que la mejor detergencia e interfase en presencia de rompedor directo y *HPAM* la presenta la muestra posthidrolizada (A) y de referencia, sin embargo, al agitar las muestras se observa una mayor resistencia al movimiento en la interfase de las influenciadas por polímero. Adicionalmente, se observa la misma cantidad de sólidos precipitados en las tres muestras con buena calidad de agua.

4.4.4 Evaluación sobre tendencia emulsionante por antiespumante.

El ensayo consiste en preparar botellas con fase acuosa y fase oleica recolectadas a la entrada de manifold de producción en una relación 1:1 para un volumen de 100 ml y se adiciona la concentración de antiespumante ajustada a la inyección en facilidad de producción y así determinar la tendencia emulsionante cuyo registro fotográfico se presenta en la figura 33.

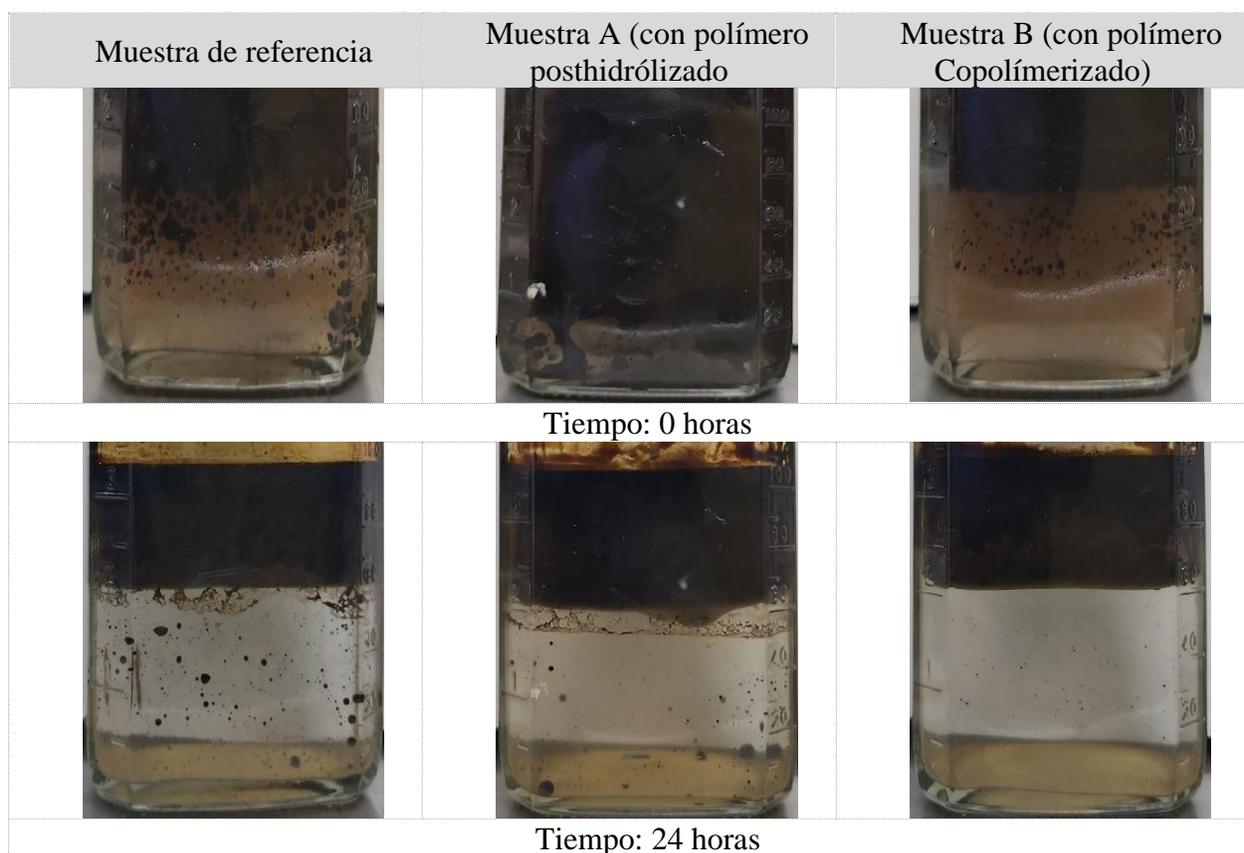


Figura 33. Registro fotográfico compatibilidad entre el antiespumante y la fase oleica.

Se evidencia que, en presencia de antiespumante, se logra mantener una buena calidad de agua, con sólidos precipitados, sin embargo, la muestra A expone una interfase menos definida y trazas de aglomerados de crudo en el fondo de la botella respecto a la muestra de referencia.

4.4.5 Evaluación sobre tendencia emulsionante por humectante de sólidos.

El ensayo consiste en preparar una muestra de fase acuosa y oleica en una relación 50/50 con residuales de rompedores inverso y directo, a la cual se le adiciona la concentración requerida de humectante de sólidos, posteriormente se analiza cualitativamente el comportamiento de los sedimentos por centrifuga y visualización de tapones en interfase, finalmente, por centrifugación se determina el contenido de sedimentos (*BS&W*). En la figura 36 se presenta el registro fotográfico del ensayo realizado.

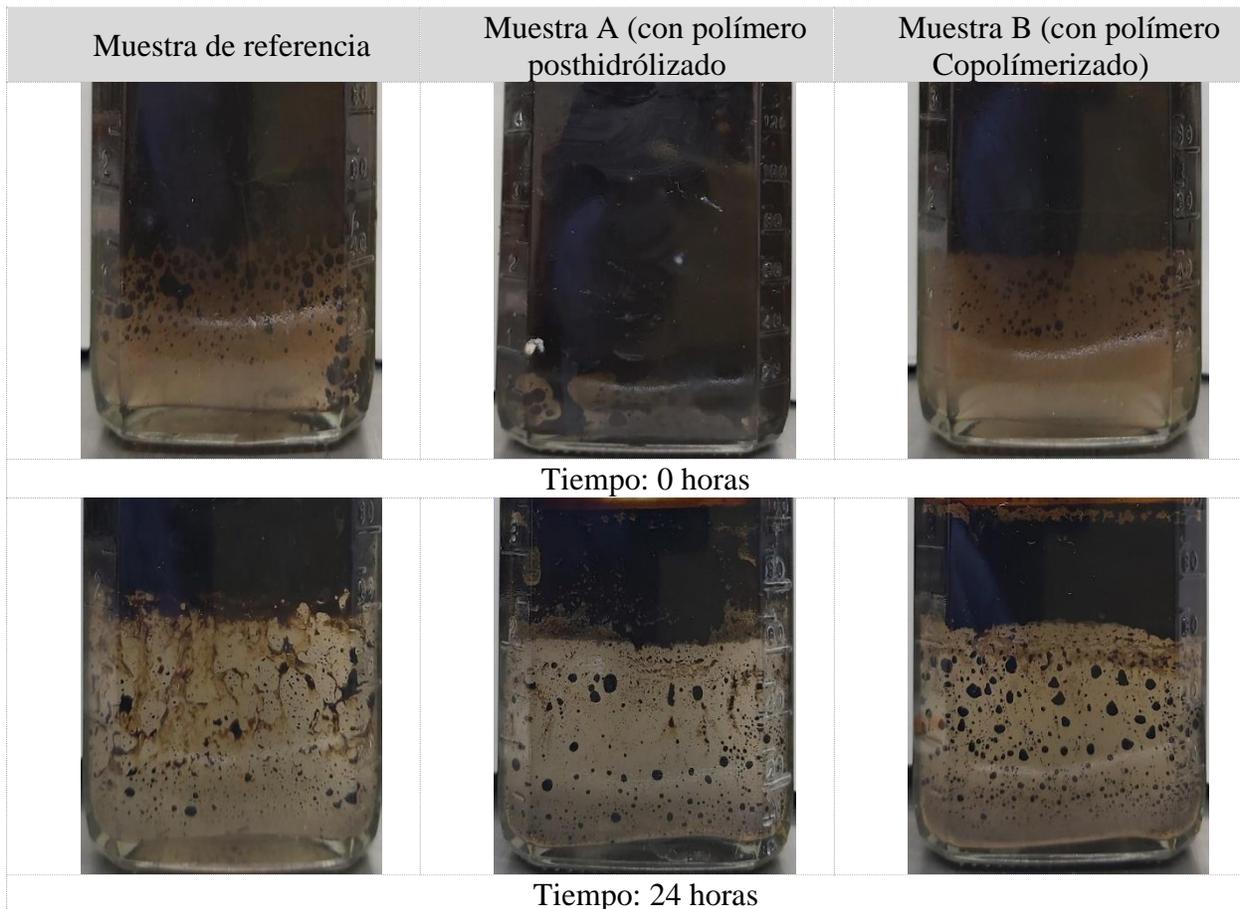


Figura 34. Registro fotográfico compatibilidad entre el humectante de sólidos y crudo producido.

Se evidencia que la detergencia no es buena en ninguna de las muestras analizadas y el agua en la muestra B es la más turbia, lo que podría indicar que se liberó del aceite una mayor cantidad de sólido suspendido a diferencia de la muestra A donde a pesar de tener una interfase más definida se evidencia claramente el tapón de sólidos y un menor precipitado de material coloidal.

La migración de los sólidos hacia la interfase, está ligado a la influencia del polímero razón por la cual en la muestra A se observa un tapón o moneda de sólidos y mayor clarificación en presencia de polímero como se evidenció en la sección 4.3.1, el contenido de sólidos migrando de la fase acuosa hacia la interfase afecta principalmente a la muestra A y en la muestra B se observa mayor precipitación de carga coloidal lo que permite deducir mayor compatibilidad entre el humectante y la muestra B.

4.4.6 Evaluación sobre tendencia emulsionante por coagulante y floculante.

La eficiencia de los procesos de clarificación se ajustó al procedimiento de test de jarras y se caracterizó de acuerdo con el índice Wilcomb (Giodani, Gonzales, Morales, Quijano y Tejada, 2008) establecido para la caracterización de los flóculos. Inicialmente, se evalúa el comportamiento de desestabilización de carga coloidal por coagulación, una vez terminado se trasfiere a botellas graduadas para observar la velocidad de sedimentación, posteriormente se prepara una nueva muestra con coagulante y se dosifica el floculante en presencia de polímeros *HPAM* a una concentración de 5% respecto a la inicial asumiendo mayor dilución en superficie y con residuales de otros aditivos de tratamiento químico. Adicionalmente se determina la turbidez, contenido de hidrocarburos y pH, cuyo registro fotográfico se presenta en las figuras 35 y 36.



Figura 35. Registro fotográfico proceso de coagulación.

En las tres muestras se observa claramente desestabilización coloidal principalmente en las muestras A y B, se logra un mejor proceso de coagulación. Posteriormente se evalúa el proceso de acumulación y aglomeración de floc formado dosificando la dosis requerida en campo de floculante.

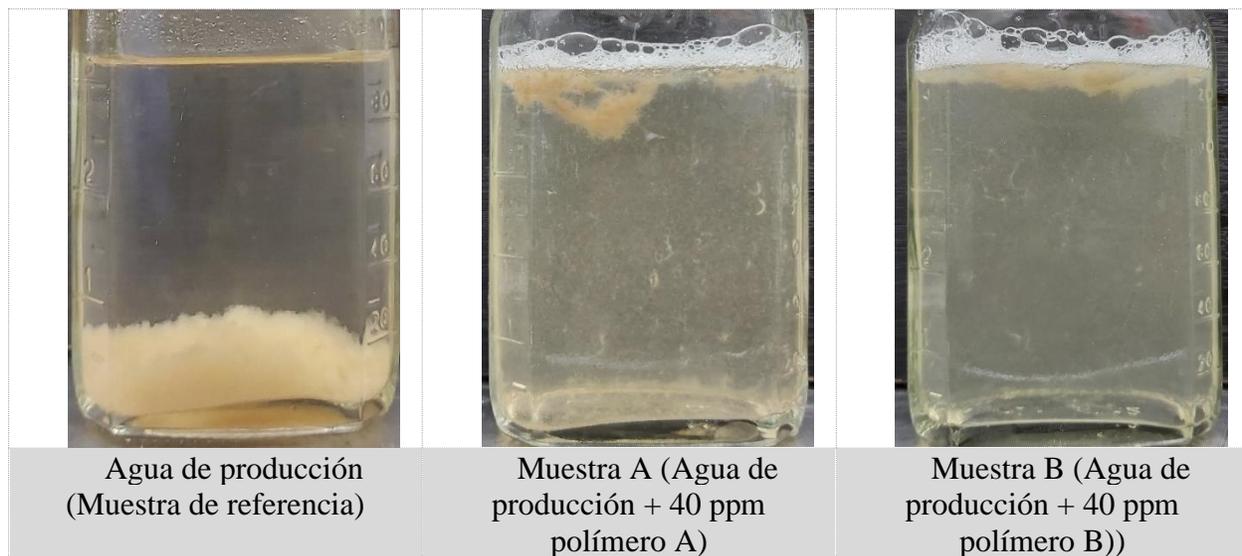


Figura 36. Registro fotográfico proceso de clarificación (Coagulante – Floculante).

En la figura 36 se evidencia compatibilidad entre la mezcla coagulante - floculante para la muestra de referencia donde la mayor parte del sólido tiende a sedimentar, a diferencia de las muestras A y B, donde se presenta incompatibilidad con el floculante y desestabilización de flóculos previamente formados manteniéndolos suspendido sin lograr una adecuada aglomeración. Según el índice de Willcomb la clasificación del floculo se presenta en la tabla 11 y 12.

Tabla 11.

Clasificación de flóculos.

Muestra		Índice de Willcomb
Muestra de referencia	10	Excelente. Flóculo que se deposita completamente, dejando el agua cristalina.
Muestra A (polímero posthidrólisis a 10%)	2	Visible. Flóculo muy pequeño, casi imperceptible.
Muestra B (polímero copolimerización a 10%)	2	Visible. Flóculo muy pequeño, casi imperceptible.

De acuerdo con el índice de Willcomb la clasificación de los flóculos en las muestras con polímero indican desestabilización coloidal y aglutinación sin formación de flóculos de buen tamaño. Finalmente, con el objetivo de verificar la compatibilidad con el coagulante se procede a incrementar en un 10% la concentración inyectada en campo y se evidencia que la mejor compatibilidad esta entre el coagulante y polímero *HPAM* omitiendo la dosis de polímero como se evidencia en la figura 37.



Figura 37. Registro fotográfico proceso de clarificación sin floculante.

En la figura anterior se evidencia el comportamiento de las muestras influenciadas por polímero incrementando la dosis coagulante y omitiendo la dosificación de floculante, se observa que se alcanza un adecuado proceso de desestabilización de cargas aunque en la fase acuosa se continúa evidenciando mayor contenido de sólidos suspendidos que por su textura y tamaño logran ser removidos por la unidad de filtración, sin embargo, podría implicar que el tiempo de operación del filtro disminuya por incremento en las presiones diferenciales.

Tabla 12.

Clasificación de flóculos incremento concentración del coagulante.

Muestra		Índice de Willcomb
Muestra A (Polímero por posthidrólisis)	8	Bueno. Flóculo que se deposita fácil, pero no completamente.
Muestra B (Polímero por copolimerización a 10%)	8	Bueno. Flóculo que se deposita fácil, pero no completamente.

Según la tabla 12, la nueva clasificación de los flóculos omitiendo el uso de floculante, indica que el flóculo es bueno, se deposita fácil, pero no completamente.

5. Análisis y correlación de resultados obtenidos de los fluidos producidos evaluados para el campo en estudio.

Conocer las tendencias emulsionantes de un polímero HPAM sintetizado por diferente vía de polimerización podría hacer parte del proceso de *Screening* experimental de selección de polímeros en recobro mejorado, permitiría anticiparse, prever y minimizar impactos económicos sobre los procesos de la cadena de producción de hidrocarburos y el tratamiento químico, preparando las facilidades de producción para adecuar sus instalaciones a las nuevas condiciones y a los proveedores de tratamiento reformular sus aditivos para las nuevas condiciones de los fluidos, con el fin de garantizar la eficiencia y calidad en los procesos de deshidratación de crudo y tratamiento de agua en presencia de polímero residual. En este capítulo se analizan los resultados de la caracterización fisicoquímica de los fluidos según las condiciones expuestas en el numeral 4.2.3

5.1 Tendencia emulsionante del *HPAM* sobre los fluidos de producción (Agua, crudo).

En esta sección se correlacionan los datos de evaluaciones realizadas a la fase acuosa y oleica de cada uno de los ensayos propuestos en presencia de polímero *HPAM* sin influencia de aditivos para tratamiento. Conocer la compatibilidad de los fluidos con los polímeros tipo *HPAM* da una visión más clara sobre si el polímero afecta directamente las tendencias emulsionantes o si se trata de alguna interacción con otro aditivo generada durante la cadena de producción de hidrocarburos. De ahí la importancia de evaluar los fluidos libres de aditivos en primera estancia.

5.1.1 Tendencia emulsionante sobre la fase acuosa.

La fase acuosa se evaluó en un sistema con 120 ppm de polímero residual en agua proveniente de producción, realizando seguimiento y registro a parámetros de viscosidad, pH, conductividad y contenido de hidrocarburos descritos en las figuras 38 a 42.

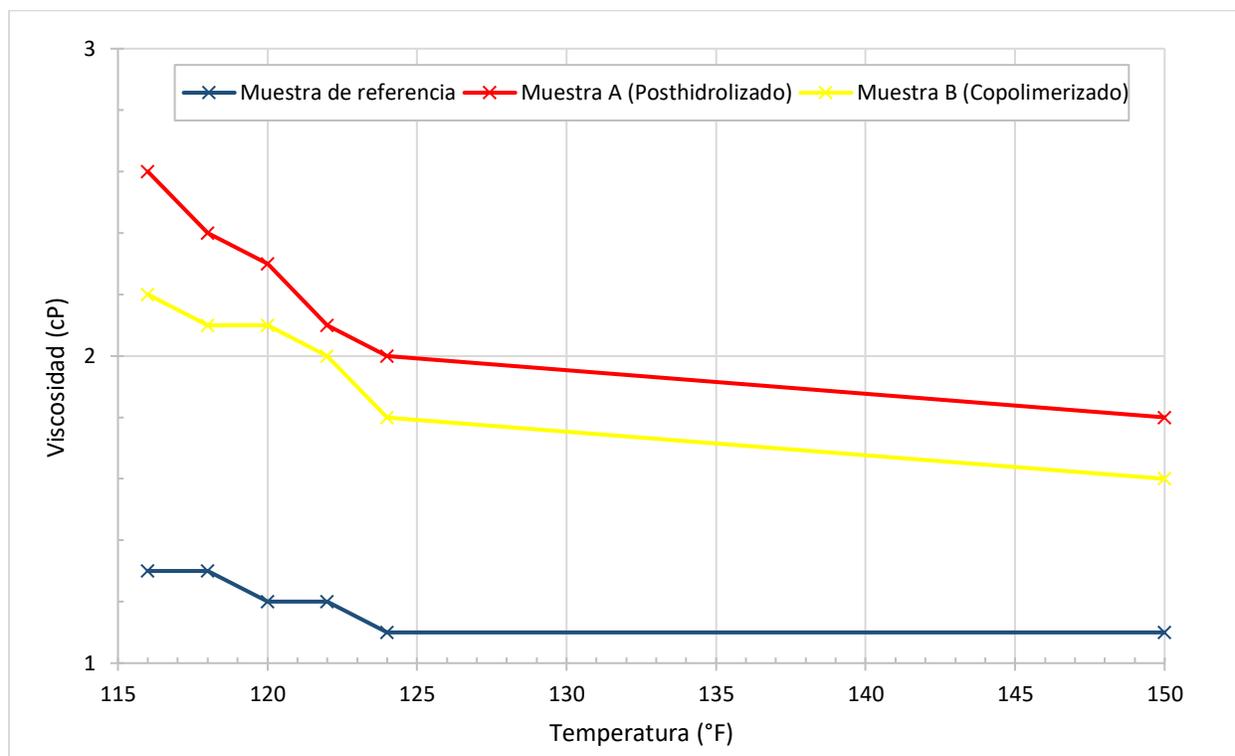


Figura 38. *Comportamiento de la viscosidad de la fase acuosa.*

La viscosidad se evaluó en un transcurso de 12 horas con incrementos de temperatura cada hora, el comportamiento reológico en las tres muestras analizadas indica una disminución de la viscosidad con la temperatura en el tiempo, principalmente en el polímero sintetizado por copolimerización (B) que se caracteriza por tener un peso molecular más bajo respecto al polímero

posthidrolizado (A). Adicionalmente la viscosidad de la muestra de referencia esta 0,1 cP por encima de la viscosidad del agua pura, lo que es un indicador de que otras sustancias disueltas en la fase acuosa incrementan su viscosidad. Es importante mencionar que a nivel de pozo un incremento en la viscosidad de los fluidos demandaría adecuar los sistemas de levantamiento de acuerdo con las nuevas condiciones fisicoquímicas que se lleguen a encontrar por fuera de parámetros de diseño original.

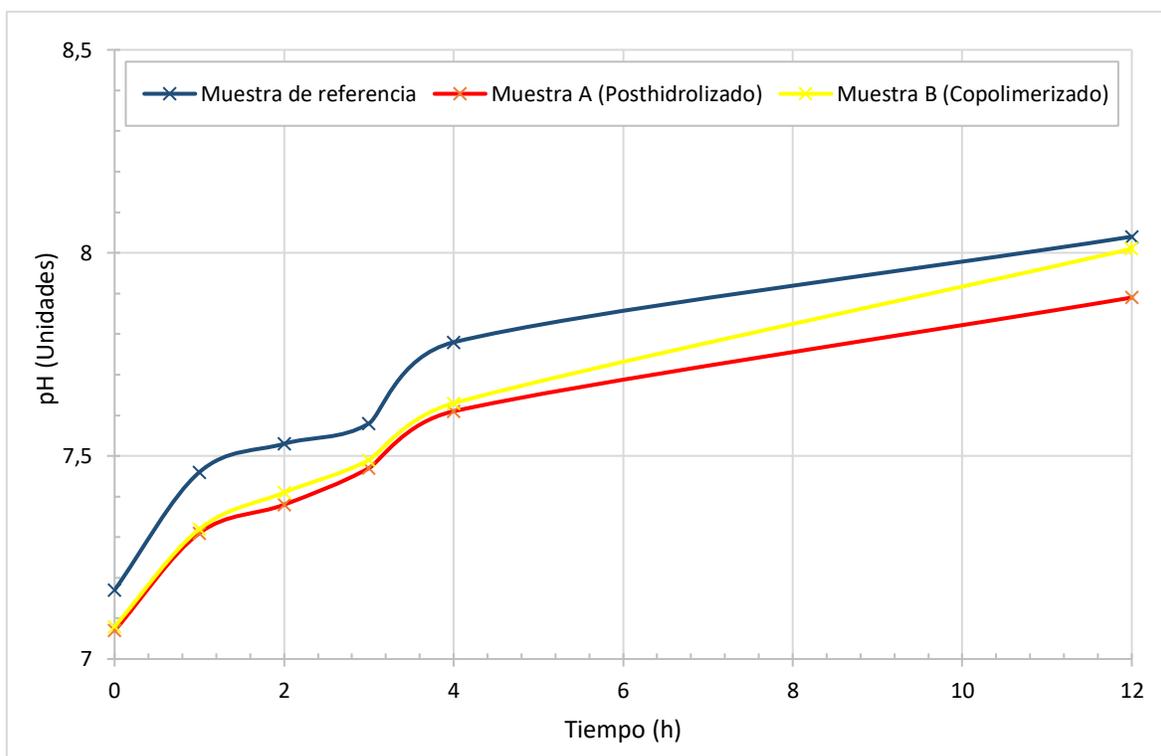


Figura 39. Comportamiento del pH en las fases acuosas.

Se evidencia un incremento de pH en el tiempo, siendo la muestra de referencia con pH más elevado indicando un carácter más alcalino, sin embargo, las muestras con polímero presentan un incremento en el pH pero más bajo al referenciado, principalmente en el polímero posthidrolizado

(muestra A) que presenta mayor viscosidad y mayor rango de anionicidad. En la figura 16 se presentó una mayor precipitación de sólidos en la muestra de referencia cuyo pH es el más alto está condición podría generar que los sólidos dejen de estar disueltos, reaccionen y se depositen como escalas en las líneas de producción, adicionalmente, podrían interactuar con los carboxilatos (COOH^-) y con ello generar taponamiento en la cara de la formación (SNF, 2012), lo que podría estar relacionado con los resultados obtenidos, cumpliendo con lo mencionado anteriormente a mayor pH mayor depositación de sólidos en el fondo de la botella.

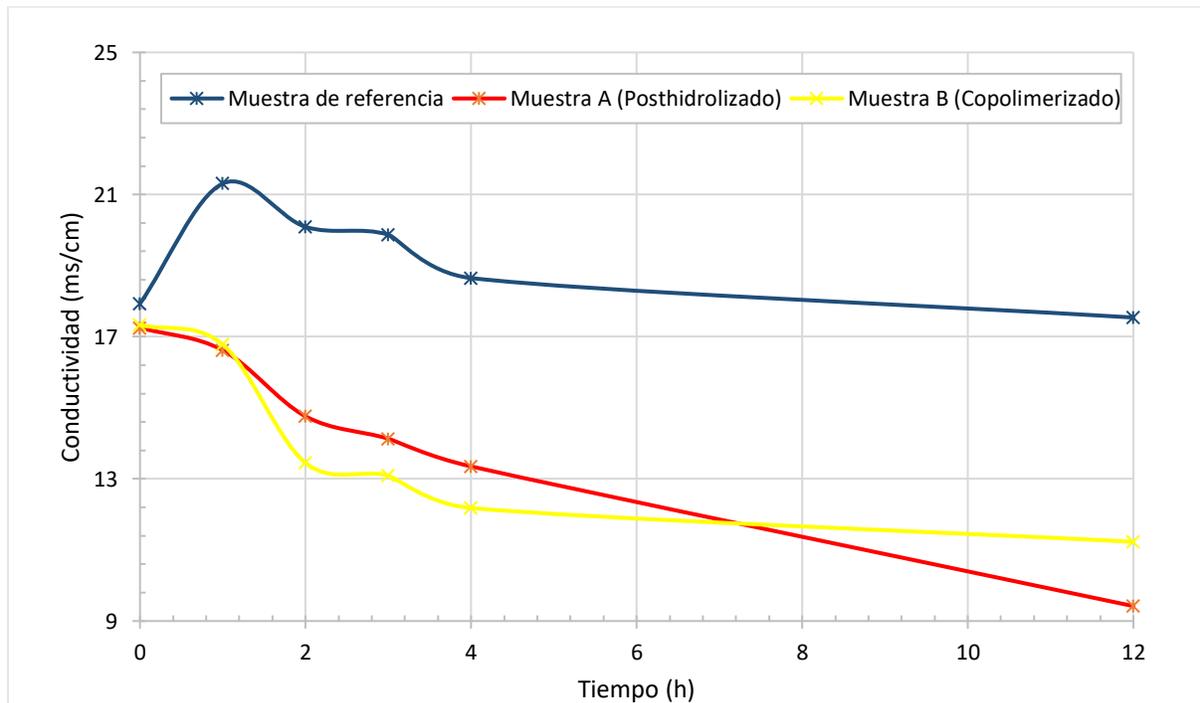


Figura 40. *Comportamiento de la conductividad en las fases acuosas.*

Respecto a la conductividad, tiende a decrecer en el tiempo como se evidencia en la figura 40, destacándose la muestra de referencia por tener una conductividad más alta, esto se debe a que la mayor movilidad de los iones favorece una mayor conductividad por la baja viscosidad, entonces

al incrementar la viscosidad de las fases influenciadas por polímero se genera menor movilidad de iones por ende una menor conductividad e inhibición de fenómenos electroquímicos.

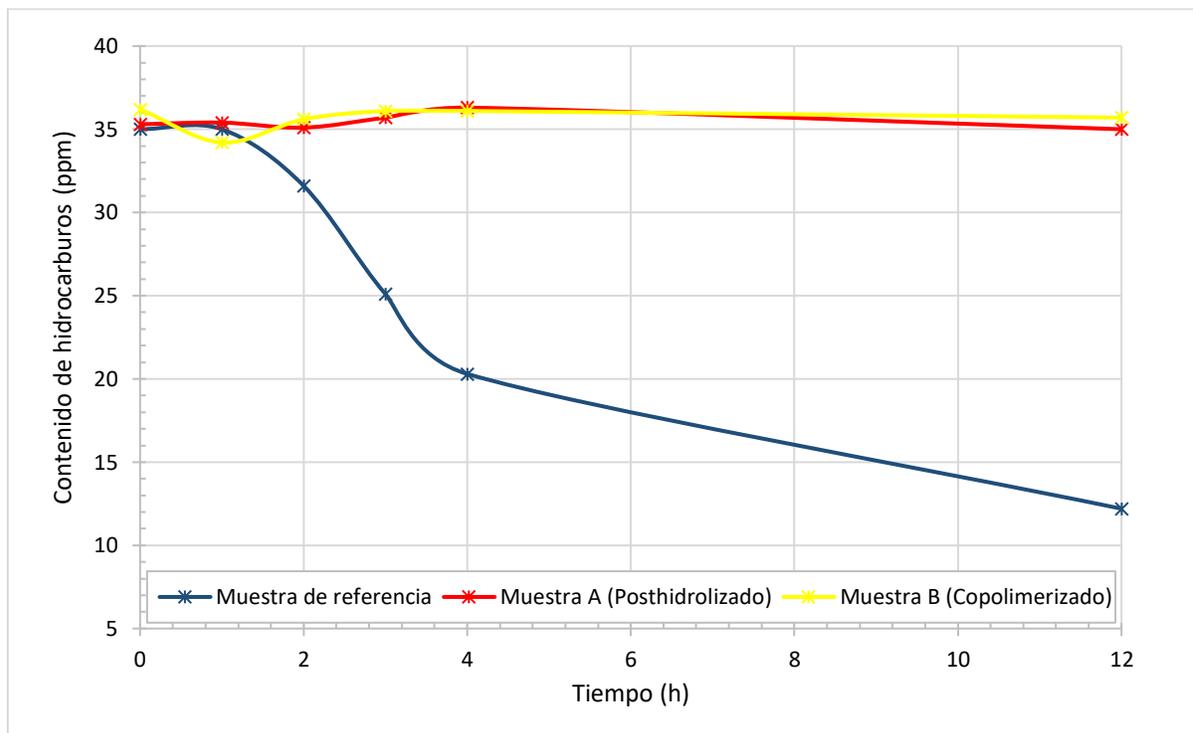


Figura 41. Comportamiento del contenido de hidrocarburos en fases acuosas.

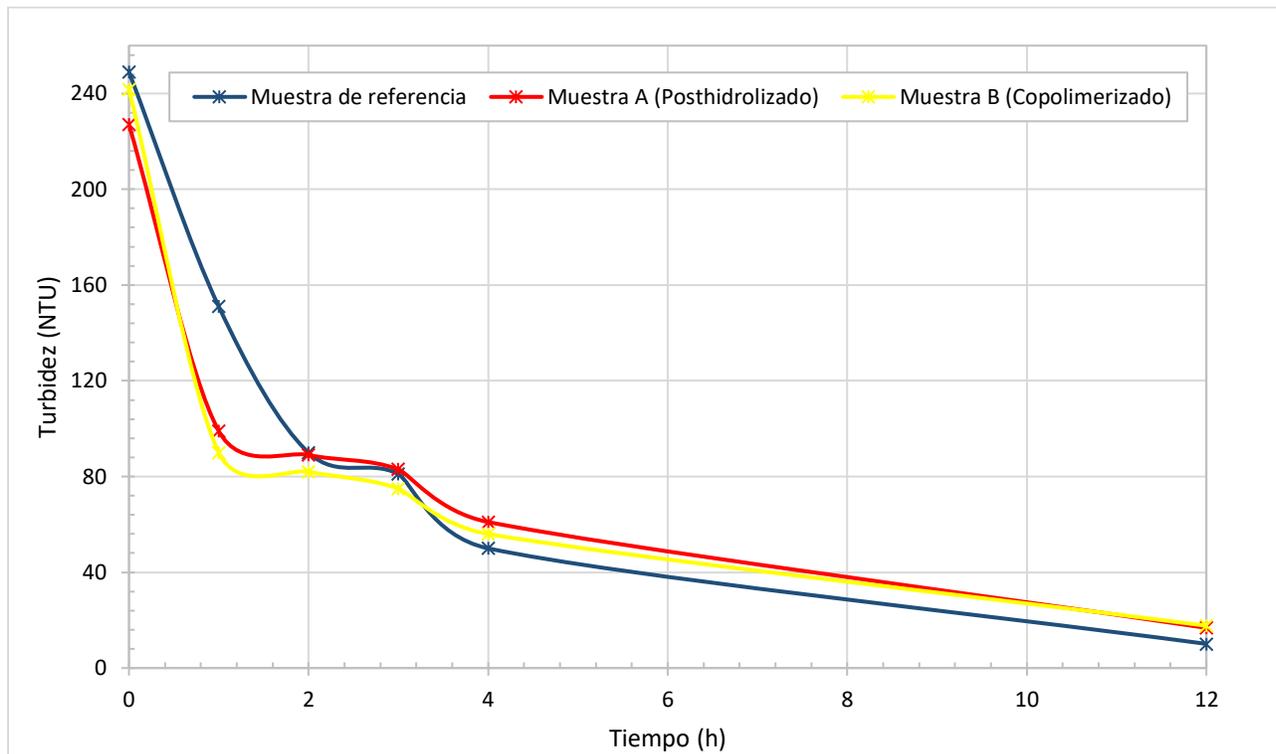


Figura 42. *Comportamiento de turbidez en el tiempo.*

Respecto a la muestra de referencia se evidencia un comportamiento decreciente en los parámetros de turbidez y contenido de hidrocarburos analizados, adicionalmente en su interfase agua aire se aglomera más aceite y por ende menos interferencia de este en la fase continua, sin embargo, la muestra A (Posthidrólisis) al poseer un peso molecular más alto respecto a la muestra B, el material no disuelto como sólidos o hidrocarburos se mantienen dispersos en la fase acuosa, impidiendo que las fuerzas atractivas de Van der Waals actúen imponiendo las fuerzas repulsivas.

La tendencia en el comportamiento de estos parámetros es a disminuir en el tiempo a una menor velocidad de sedimentación respecto a la muestra de referencia. Según la ley de Stoke la velocidad de sedimentación está relacionada con el comportamiento de la viscosidad, es decir, a medida que incrementa la viscosidad disminuye la velocidad de sedimentación, aumenta la turbidez por menor

precipitación de sólidos y con el incremento en el contenido de hidrocarburos disminuye la conductividad. Otro factor que influye en el comportamiento de los parámetros de turbidez y contenido de hidrocarburos es que los polímeros *HPAM* al ser solubles en agua poseen un alto número de grupos hidrófilos a lo largo de sus cadenas y al ser polielectrolitos de tipo aniónico pueden perder monómeros desprendiendo contraiones (Fernández, s.f) que pueden adherirse al crudo y a sólidos suspendidos, cargarlos eléctricamente generando repulsión entre estos e impidiendo su adecuado proceso de flotación o sedimentación.

Cabe mencionar que el contenido de hidrocarburos se puede manifestar como disuelto, disperso o partículas de grasas asociadas a asfaltenos o parafinas en forma de coágulos que no afectan la estabilidad de la emulsión inversa, adicionalmente la turbidez no solo es causada por sólidos suspendidos, sino se les atribuye también a cargas de aceites, bacterias, residuales de química, suciedad en la formación etc. Para el caso en estudio se evidenció mayor contenido de aceite en estado disperso lo que impacto en los resultados de contenido de hidrocarburos manteniéndolos más estables durante el tiempo, sin embargo, se evidencia un comportamiento decreciente en la turbidez debido a que la carga de sólidos tiende a sedimentar en presencia de polímeros. De acuerdo con lo anterior se podría concluir que los polímeros evaluados no modifican la tendencia emulsionante de la fase acuosa haciéndola más estable, sin embargo, en la figura 38 se evidencia un incremento en la viscosidad que hace más lento el proceso aglomeración de coloides, siendo el polímero A sintetizado por posthidrólisis con un mayor peso molecular y mayor viscosidad el que impacta en mayor grado las características fisicoquímicas requeridas para el proceso de tratamiento de agua. Lo cual es coherente con lo mencionado por Toloza (2016), menciona que a

pH bajos las emulsiones O/W son más estables y la evaluación indica tendencias de incremento en el pH lo que descarta la formación de emulsiones inversas (O/W).

5.1.2 Tendencia emulsionante sobre la fase oleica.

Como se mencionó anteriormente, la evaluación sobre la fase oleica se realizó en crudo de pozo productor libre de influencia de aditivos químicos con polímero con una concentración de 120 ppm. Se determinó la influencia del polímero en la estabilización de la emulsión residual (*Slug*) y la tendencia emulsionante a partir de la formación de *Sludge*. Los resultados se presentan en las figuras 43 a 46.

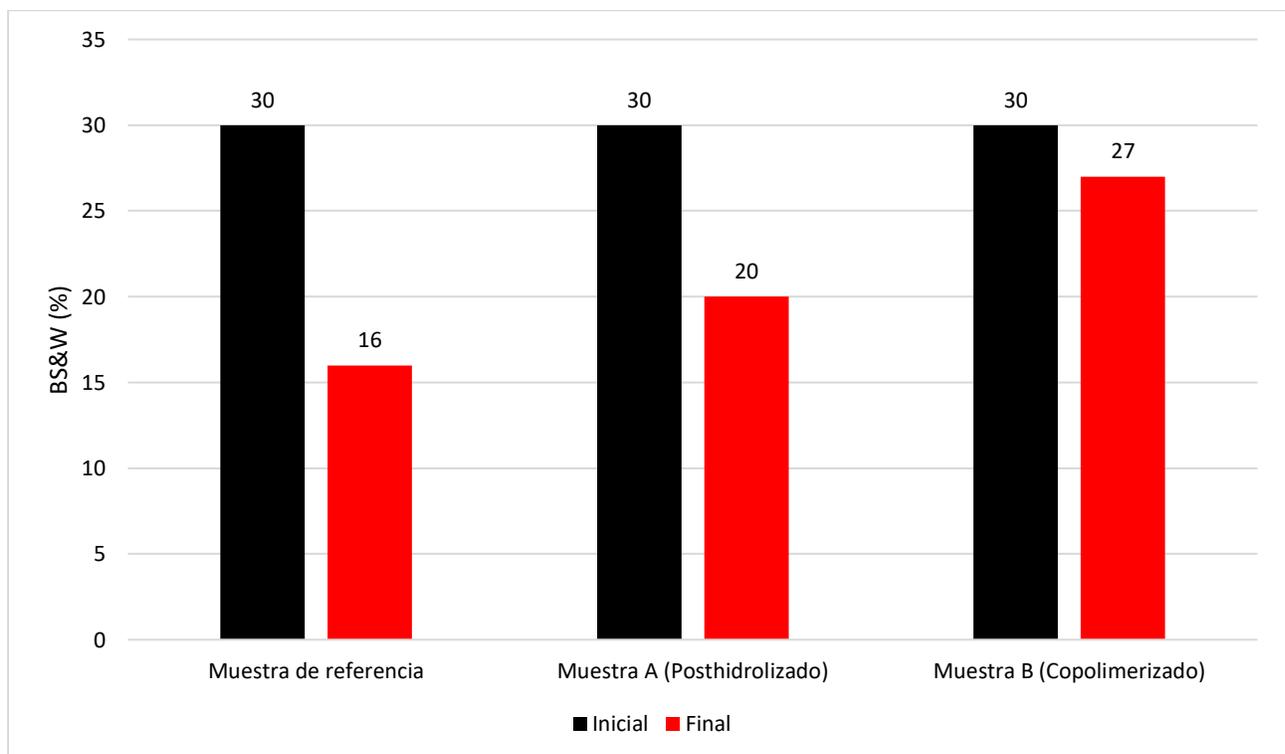


Figura 43. *Comportamiento del BS&W residual.*

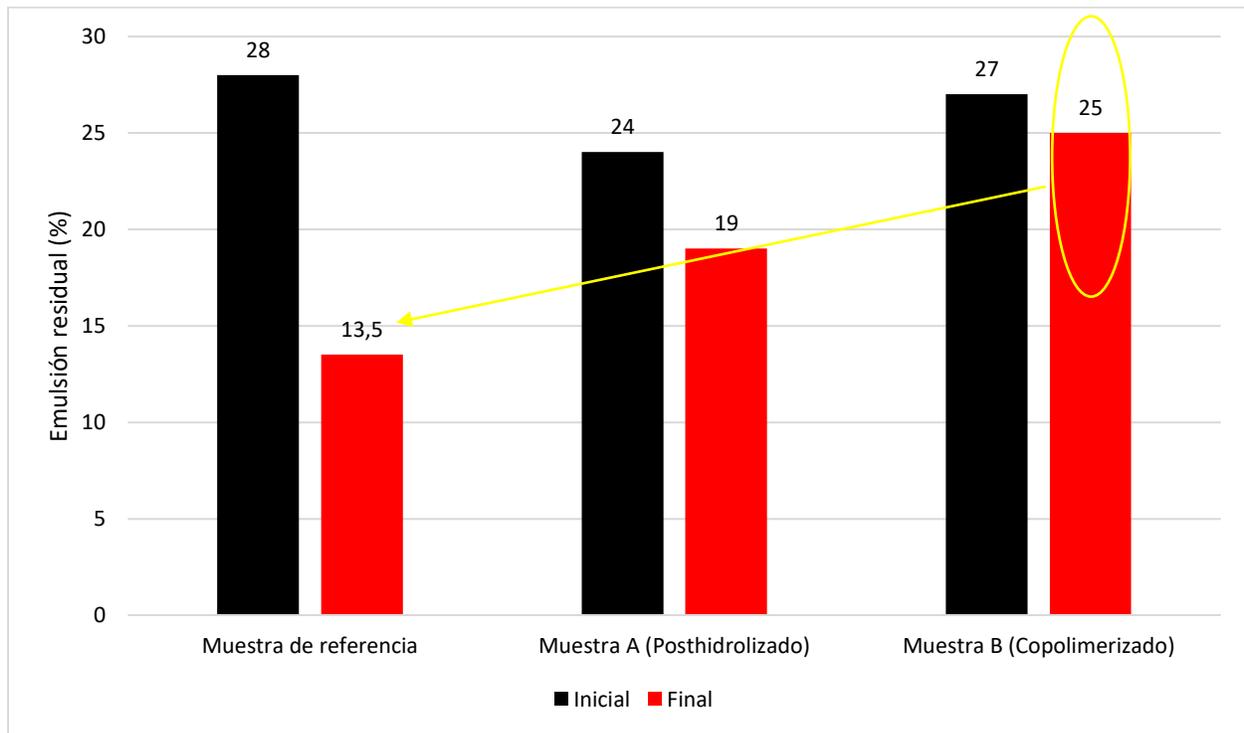


Figura 44. *Determinación de slug.*

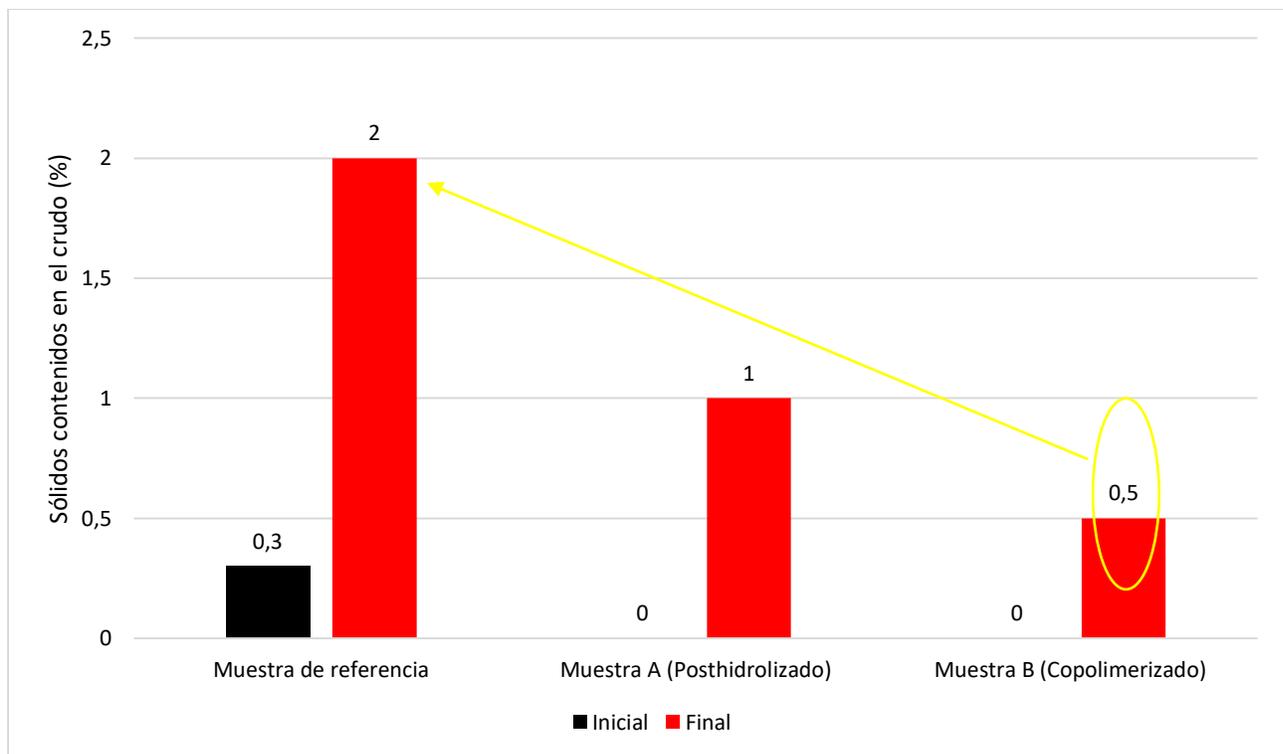


Figura 45. *Contenido de sólidos liberados de la fase oleica por centrifugación.*

De acuerdo con los resultados obtenidos, la muestra de referencia presenta inicialmente una emulsión más estable respecto a la muestra A y B, sin embargo, esta desestabiliza más rápidamente respecto a las influenciadas por polímero. Por otro lado, al cabo de las 24 horas de seguimiento es la muestra B (Copolimerización) la que presenta un mayor contenido de *BS&W* y una tendencia emulsionante más estable debido a que presenta mayor interferencia de sólidos. Razón por la cual en la figura 45 se reporta menos contenido de sólidos libres de la fase oleica en la muestra B, es decir, los sólidos están quedando dispersos en el crudo o en la interfase agua aceite (Figura 21).

Otro factor importante, es el pH en la fase acuosa y no podemos obviar la influencia de este sobre la fase oleica, debido a que a valores altos de pH las emulsiones de tipo w/o presentan mayor estabilidad (Tolosa, 2016), para el caso en estudio es la muestra B la que registra mayor pH respecto a la muestra A y mayor estabilidad de emulsión. Finalmente, respecto al comportamiento de la fase oleica en presencia de aditivos ácidos evidenciados en las figura 18, se observó que la interacción con la mayoría de los aditivos muestra comportamientos moderados de *Sludge*, sin embargo, es el rompedor inverso el aditivo que favorece en mayor grado la formación de estos lodos principalmente en presencia del polímero copolimerizado (Muestra B). Es importante no obviar esta condición debido a que estos precipitados pueden ser arcillas, escamas, productos de corrosión, asfaltenos, parafinas que pueden afectar las películas interfaciales, favoreciendo la estabilidad de las emulsiones concentrándose en la interfase agua aceite.

Por consiguiente, se concluye que la tendencia emulsionante del polímero sobre la fase oleica favorece la estabilidad de la emulsión influenciada por polímeros, sin embargo, la estabilidad es generada por un factor externo que actúa como agente emulsionante. Para el caso en estudio, se evidenció que los sólidos son más afines a la fase oleica en presencia de polímero y se atribuye a

la modificación de la mojabilidad causada por influencia de *HPAM*, haciéndolos más hidrofóbicos y solubles en la fase aceite como se evidenció en la sección 4.3.3.

5.2 Tendencia emulsionante por compatibilidad entre la fase acuosa, tratamiento químico y *HPAM*.

En esta sección se correlacionan los datos obtenidos de las evaluaciones realizadas a la fase acuosa de cada uno de los ensayos propuestos con un polímero *HPAM* a 40 ppm de la concentración inicial con influencia de aditivos para tratamiento químicos y la dosificación de inhibidores de corrosión y Scale de acuerdo con lo planteado por la norma.

5.2.1 Tendencia emulsionante por inhibidor de corrosión.

Los inhibidores de corrosión son aditivos químicos que se utilizan para proteger las superficies metálicas de tuberías y tanques, se agrupan en inhibidores catódicos, anódicos, orgánicos, inorgánicos, con y sin película, y se clasifican en amida, imidazolinas, ácidos grasos, ácidos nafténicos, nitrógeno cuaternario, aminas polioxiladas, aminas cuaternarias (Lucas, Mansur, Spinelli y Queirós, 2009). El desarrollo de la actividad se llevó a cabo con un inhibidor de corrosión catiónico de tipo amina cuaternaria y se analizó el parámetro de turbidez con el objetivo de analizar la compatibilidad entre este producto y el agua de formación, los resultados se presentan en las figuras 46 y 47.

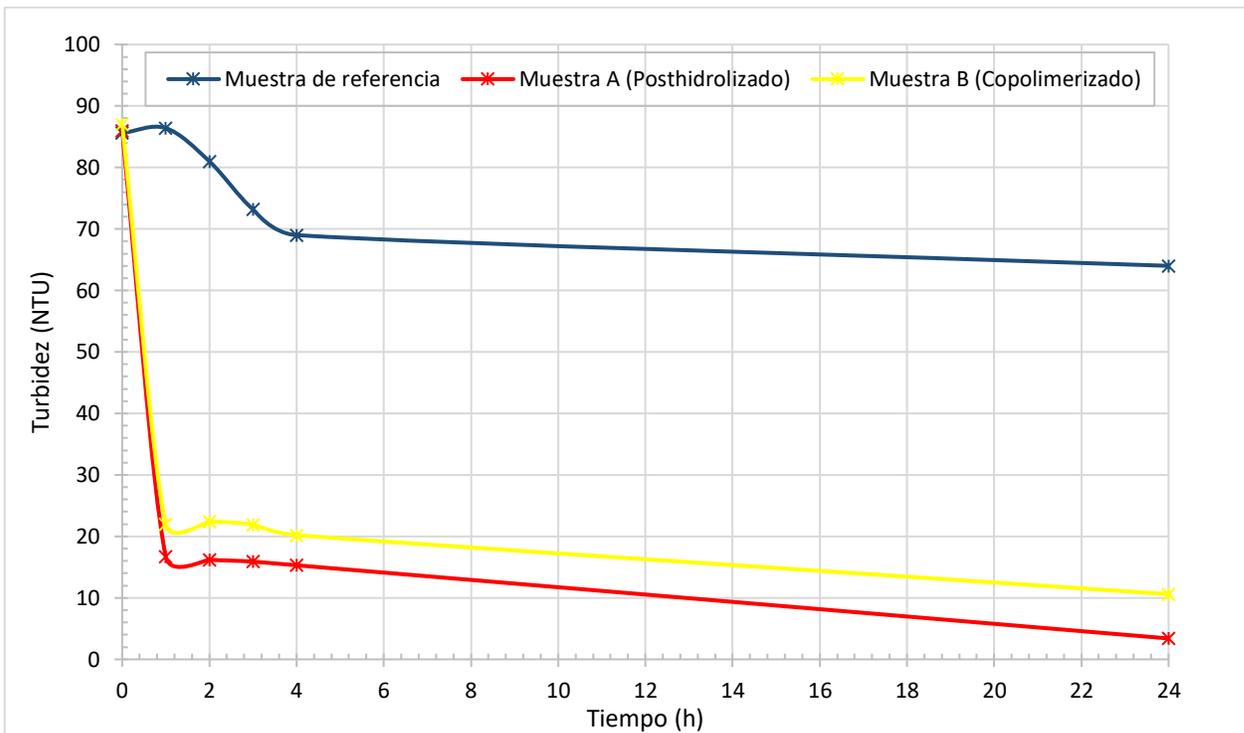


Figura 46. *Comportamiento de la turbidez en presencia de inhibidor de corrosión*

El parámetro de turbidez presenta un comportamiento decreciente en el tiempo, la muestra A (posthidrolizada) presenta menor turbidez y mayor contenido de precipitados de tonalidad marrón en el fondo de la botella y a la vez un aglomerado en la interfase agua aire formando una capa gelatinosa como se evidenció en las figuras 23 y 24. Cabe mencionar que de acuerdo con la determinación del pH, un incremento por encima de 7.8 favorece la tendencia a mantener en la fase acuosa materiales insolubles (Solenis, 2020) por lo tanto se va a requerir un mayor poder de dispersión aumentando la dosis de inhibidor u otro inhibidor que sea capaz de mantener disueltos los iones en la fase acuosa.

Tabla 13.

Tasa de corrosión.

Muestra	Tasa de corrosión (mpy)
Muestra de referencia (Agua de producción)	2,32
Muestra A (Agua de producción + polímero A por posthidrólisis a 10%)	7,83
Muestra B (Agua de producción + polímero B por copolimerización a 10%)	6,88

Finalmente se evidencia que, en presencia de polímeros, la tasa de corrosión presentada en la tabla 13, es mayor respecto a la muestra de referencia y se debe a la posible formación y floculación de precipitados principalmente en la muestra A y por material gelificante adherido al cupón, que de acuerdo con la norma NACE SP 0075 - 05 se clasifican pasando de una categoría de corrosión baja a una categoría de corrosión moderada.

Para concluir, aunque en presencia de inhibidor de corrosión la tendencia emulsionante en el agua no proporciona estabilidad si se presenta pérdida de eficiencia en la acción del inhibidor de corrosión, por lo tanto, es importante mencionar y recordar que este inhibidor es de tipo catiónico y el polímero es de tipo aniónico lo que favorece la precipitación del inhibidor como lo muestra la figura 22.

5.2.2 Tendencia emulsionante por inhibidor de Scale.

Los inhibidores de incrustaciones son tratamientos químicos cuya función es controlar o prevenir la deposición de incrustaciones en los ductos de producción (SLB, s.f) pueden ser hidrófilos, es decir, se disuelven en agua, sin embargo, estos pueden cambiar la tensión superficial

y la humectabilidad del sistema, por lo tanto, se han creado inhibidores de incrustaciones recubiertos y solubles en aceite (Fink, 2015) y cuyas formulaciones contienen polímeros sintéticos, como poli (acrilato de sodio) y poli (vinilsulfonato de sodio), además polifosfatos, fosfatos, fosfonatos orgánicos, etc (Lucas et al. 2009). El desarrollo de la actividad se llevó a cabo con un inhibidor de Scale de tipo hidrófilo y se determinó la turbidez con el objetivo de analizar la compatibilidad entre este producto y el agua de formación, los resultados se presentan en la figura 47.

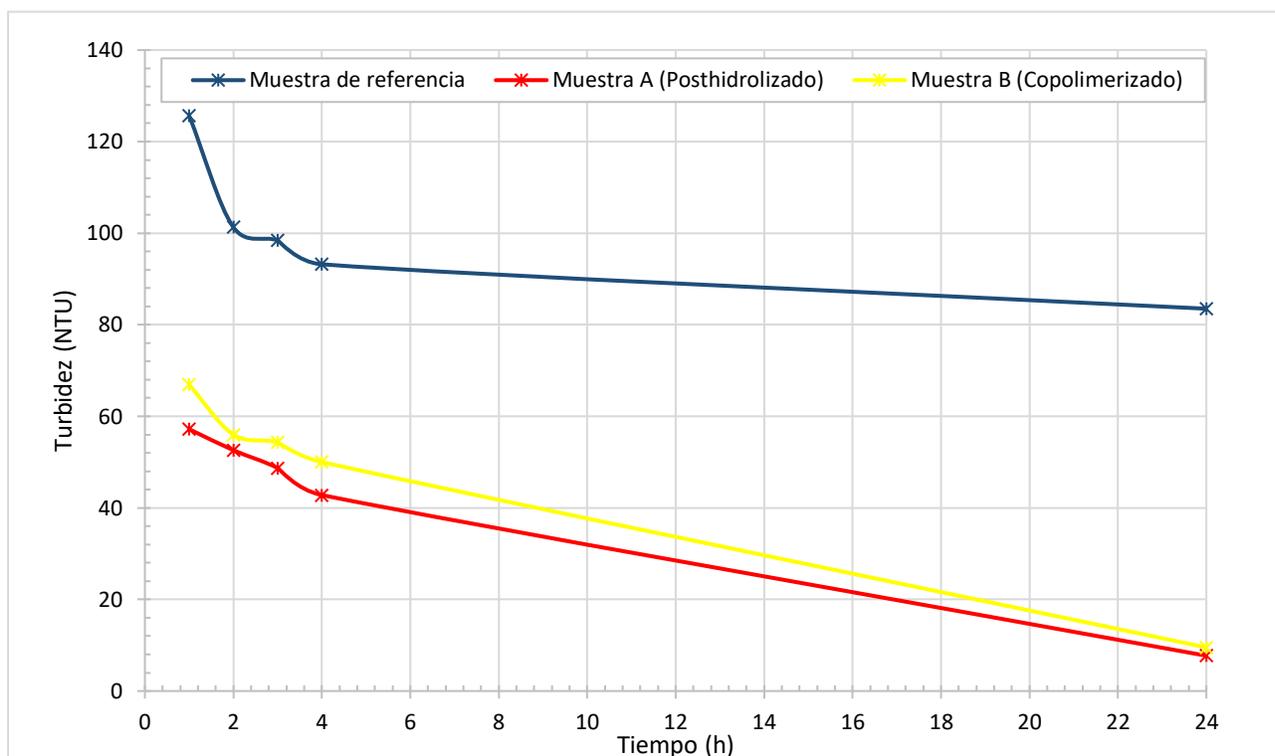


Figura 47. Comportamiento de la turbidez, en presencia de inhibidor de Scale.

El comportamiento de turbidez en las muestras es decreciente, sin embargo, en las muestras con polímero principalmente la muestra posthidrolizada (A) presenta un comportamiento más

decreciente consecuentemente con la precipitación de sólidos presentada en la evidencia fotográfica figura 27 y 29. Por consiguiente, se puede inferir que los polímeros evaluados la tendencia emulsionante no favorece estabilidad de emulsiones inversas, sin embargo, los polímeros interfieren en el desempeño de los inhibidores de Scale porque no previenen la formación de incrustaciones en las líneas de producción, y, de acuerdo con la evaluación realizada previamente sobre el comportamiento del pH se evidencia un incremento debido al aumento en la temperatura lo que favorece la volatilización de los componentes que dan acidez al agua (García, 2020) modificando su carácter ácido a básico favoreciendo la precipitación de algunos minerales como el carbonato al cambiar su solubilidad.

Según los resultados obtenidos, y teniendo en cuenta que los polímeros *HPAM* son a su vez poliácridamidas aniónicas que actúan como agentes floculantes eficientes de sólidos minerales en suspensión, algunos aglomerados aparecen en la fase acuosa en presencia de polímero como se evidenció en la figura 27. Se podría concluir que, aunque los inhibidores no favorecen la estabilización de emulsiones inversas en presencia de polímero, el *HPAM* si inhibe la acción de estos disminuyendo la capacidad de solubilización de minerales por ende su depositación excepto para el carbonato de calcio que presenta solubilidad inversa.

5.2.3 Tendencia emulsionante por rompedor inverso.

De acuerdo con lo referenciado por Bohorquez (2014), “los rompedores de emulsión inversa son aditivos químicos de alto peso molecular y que en función de su naturaleza iónica permite romper la emulsión sin generar residuos, los más usados son polielectrolitos, estos portan grupos

iónicos unidos covalentemente a su estructura molecular, los cuales a su vez deben ser compensados por contraiones de cargas contrarias para garantizar la electroneutralidad del sistema” Se clasifican según la naturaleza de la carga en catiónicos y aniónicos.

La evaluación se llevó a cabo con un rompedor inverso de naturaleza aniónica con un grado de disociación fuerte lo que permite disociarse en un intervalo amplio de pH razón por la cual a pesar del incremento de este parámetro no se pierde eficiencia del aditivo durante el proceso de evaluación, adicionalmente se cuenta con un agua de tendencia catiónica lo que permite que la inyección del rompedor inverso y la anionicidad de los polímeros *HPAM* garanticen la electroneutralidad del sistema. A las muestras evaluadas se le determinó los parámetros de turbidez, contenido de hidrocarburos y pH, dichos parámetros son indicadores de estabilidad de emulsión inversa, los resultados obtenidos se presentan en las figuras 48 a 50.

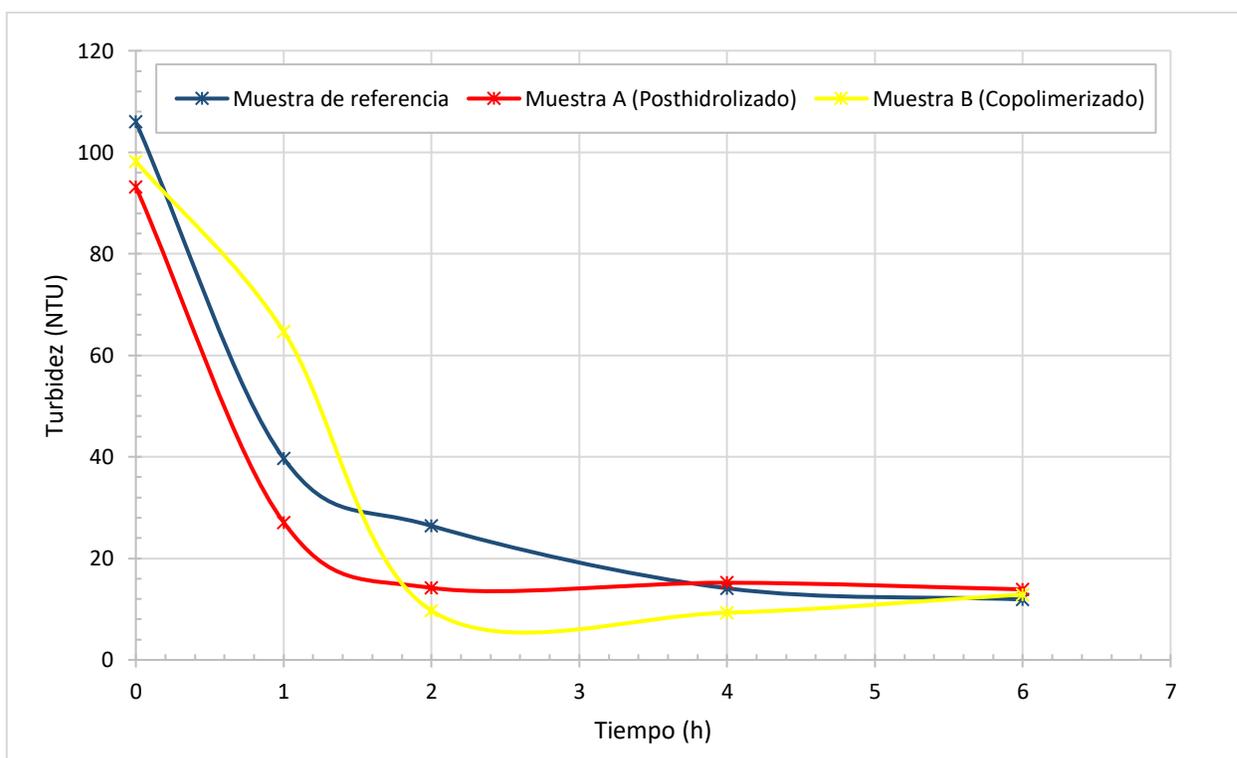


Figura 48. Comportamiento de la turbidez en la fase acuosa con rompedor inverso.

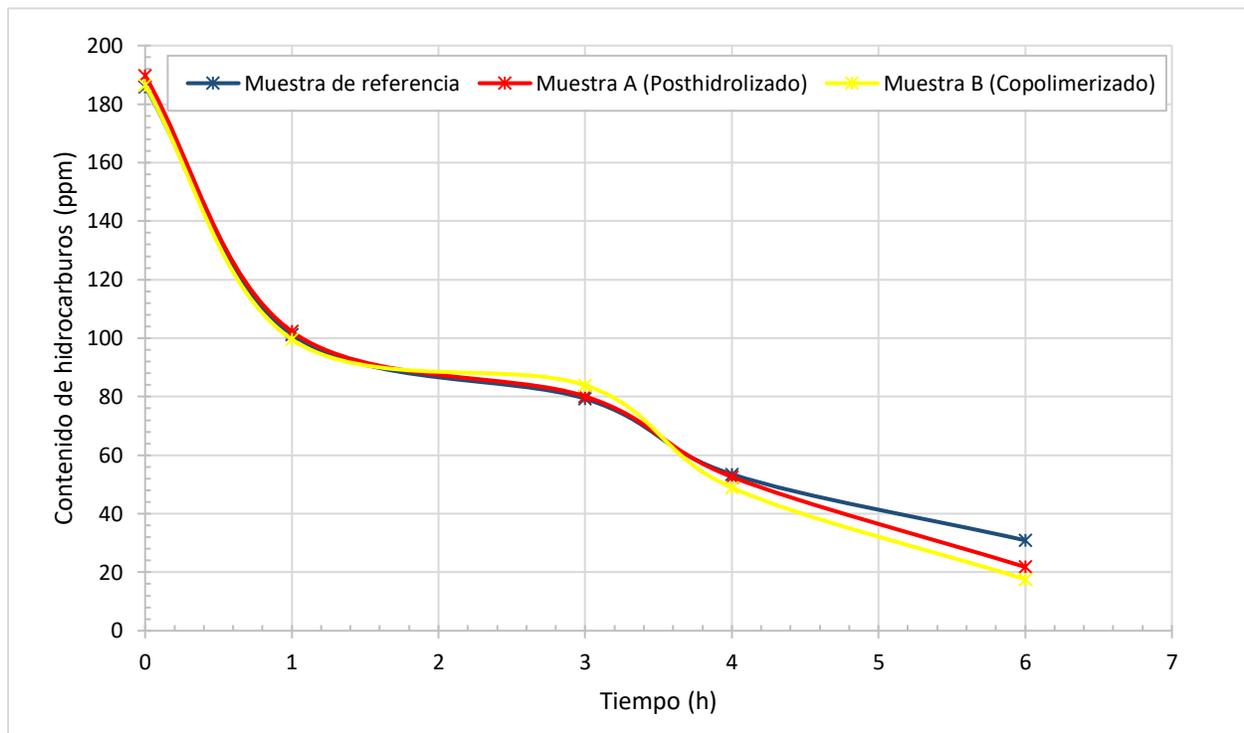


Figura 49. Comportamiento del contenido de hidrocarburos en la fase acuosa con rompedor inverso.

En la evaluación de compatibilidad con rompedor inverso se evidenció que las partículas sólidas poseen afinidad hacia la fase acuosa y su viscosidad favorece que el grado de interacción entre las partículas no sea el suficiente, impidiendo que estas interactúen entre ellas, puedan agruparse y sedimentar. Adicionalmente, el efecto de mecanismo de inestabilidad de emulsiones en la muestra de referencia es de sedimentación y en las muestras A y B de flotación, este efecto se debe a la acción del polímero como se evidencia en la figura 22. Los parámetros de turbidez y contenido de hidrocarburos presentan un comportamiento decreciente, sin embargo, la muestra copolimerizada (B), presenta un mejor comportamiento incluso respecto a la muestra referencia, esto se debe a la

compatibilidad iónica entre el polímero *HPAM*, el rompedor inverso de tipo poliacrilamida aniónica y la tendencia catiónica del agua.

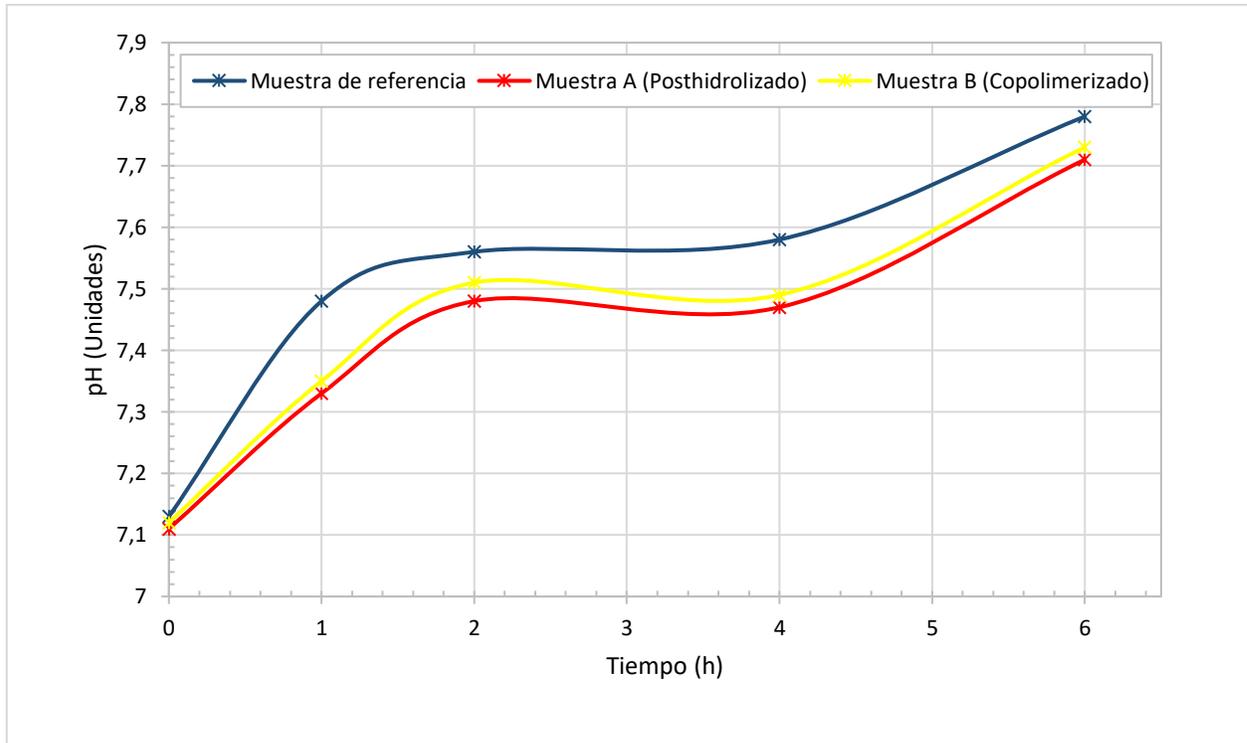


Figura 50. Comportamiento del pH en la fase acuosa con rompedor inverso.

Como se puede evidenciar en presencia de rompedor inverso la muestra de referencia presenta un valor de pH mayor respecto a las muestras A y B por ende mayor desestabilización de las emulsiones inversas, lo cual es coherente con los resultados obtenidos en turbidez y contenido de hidrocarburos. Posteriormente se evalúa el comportamiento de la viscosidad y se representa en la figura 51.

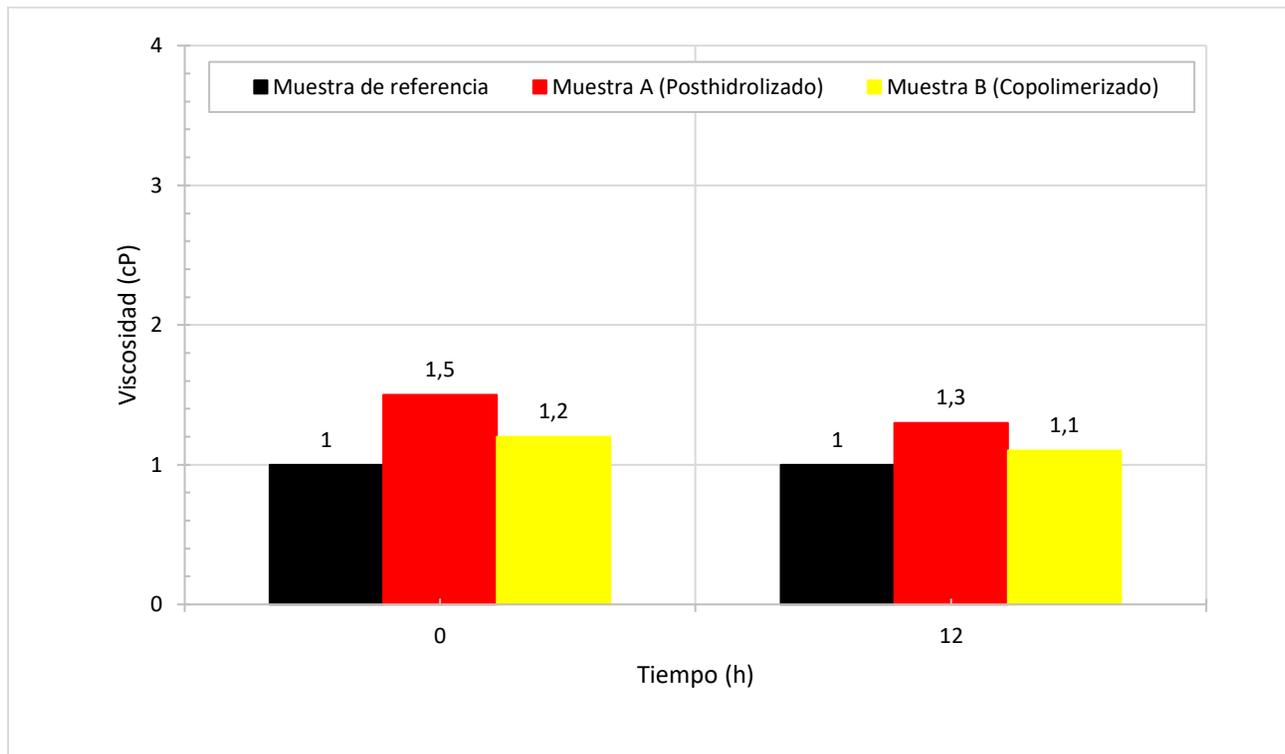


Figura 51. *Comportamiento de la viscosidad en la fase acuosa con rompedor inverso.*

Una vez la fase acuosa entra en contacto con el polímero a temperatura ambiente se evidencia un incremento en la viscosidad, sin embargo, esta disminuye en el tiempo y por efecto de la temperatura. De acuerdo con lo anterior, se puede concluir que en presencia de rompedor inverso, la tendencia emulsionante del polímero no indica estabilidad o formación de emulsión O/W debido a que tanto el rompedor inverso como el *HPAM* son polielectrolitos de carga aniónica que al entrar en contacto con una fase acuosa de tendencia catiónica las fuerzas de atracción priman sobre las de repulsión debido a la diferencia de cargas y aunque estos presenten parámetros por encima de la muestra de referencia no afectan la estabilidad de la emulsión.

5.2.4 Tendencia emulsionante por coagulante y floculante.

Los coagulantes son aditivos químicos de carga contraria al coloide que favorecen el proceso de desestabilización y agregación de partículas coloidales en suspensión, a partir de la neutralización de cargas eléctricas, anulando las fuerzas de repulsión. Estos productos se dividen en dos grupos principales que son coagulantes inorgánicos y coagulantes orgánicos que dentro de su formulación requieren productos coadyuvantes (SENA, s.f.). Así mismo, los floculantes son agentes químicos que facilitan la aglomeración o agregación de las partículas coaguladas previamente para formar flóculos más grandes y de ese modo acelerar la sedimentación gravitacional. Se clasifican en agentes adsorbentes, sílice activa, polielectrolitos.

En la industria del petróleo los más usados son los polielectrolitos o polímeros de alto peso molecular de tipo natural o sintético y clasificados según su carga como no iónicos, aniónicos, catiónicos. La compatibilidad entre estos productos y el *HPAM* es de vital importancia, debido a que el agua tratada durante el proceso de producción de hidrocarburos será reutilizada para la preparación de polímero *cEOR* y la incompatibilidad con estos productos, afecta tanto la eficiencia de la unidad de filtración como la inyectividad del pozo receptor. El seguimiento al proceso de clarificación se llevó a cabo a partir de la determinación de parámetros de turbidez, contenido de hidrocarburos y pH. En las figuras 52 a 54, se presenta los resultados de los parámetros analizados.

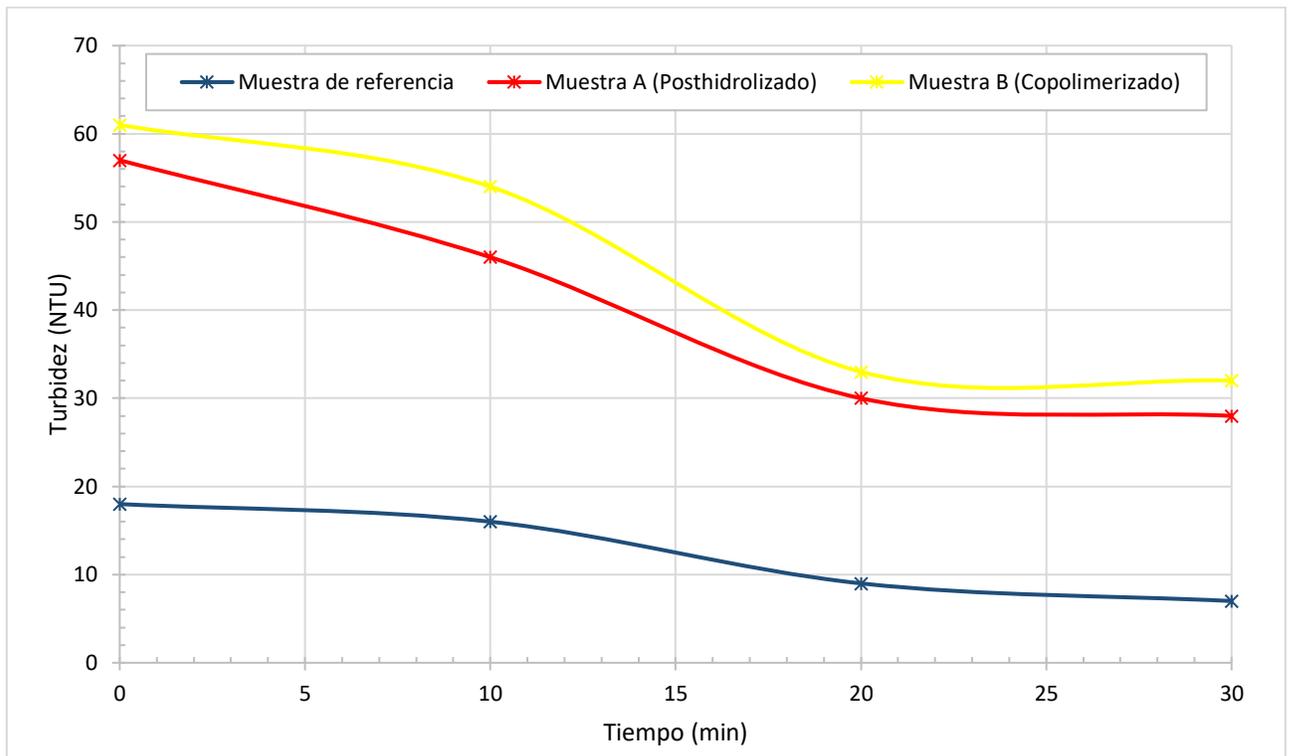


Figura 52. Comportamiento de la turbidez en la fase acuosa con coagulante.

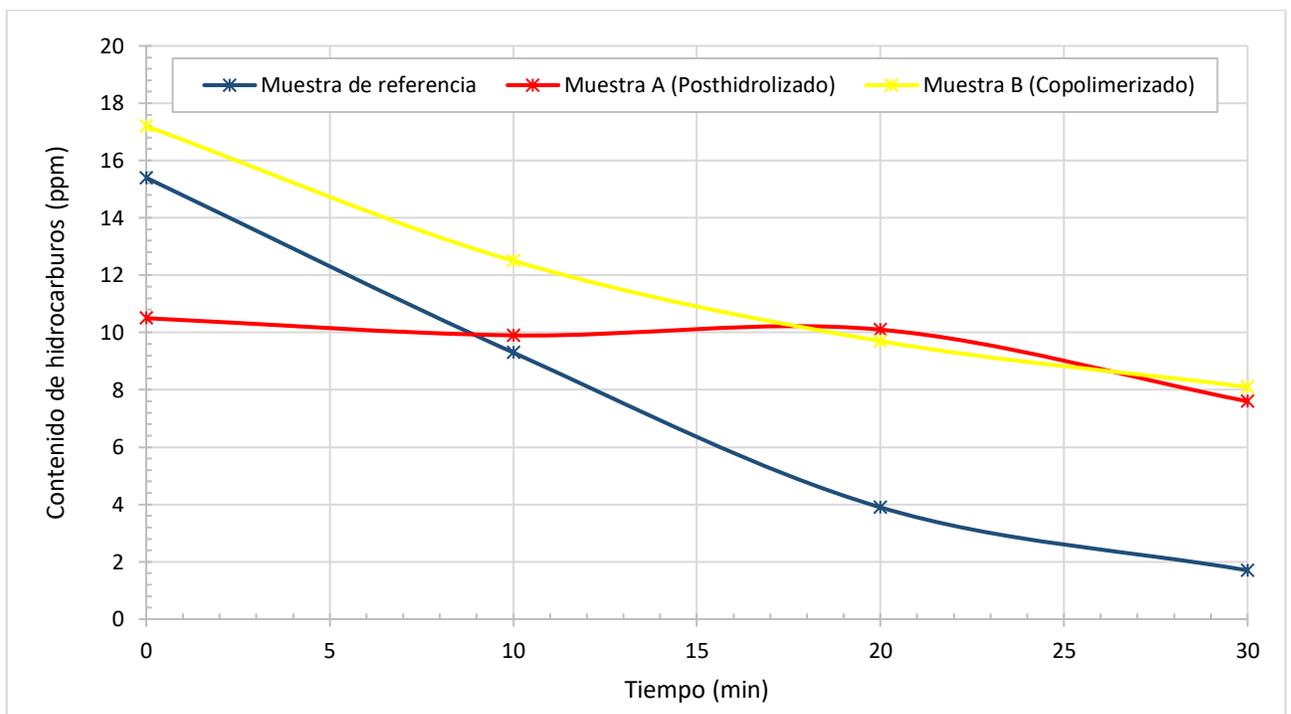


Figura 53. Comportamiento del contenido de hidrocarburos en fase acuosa con coagulante.

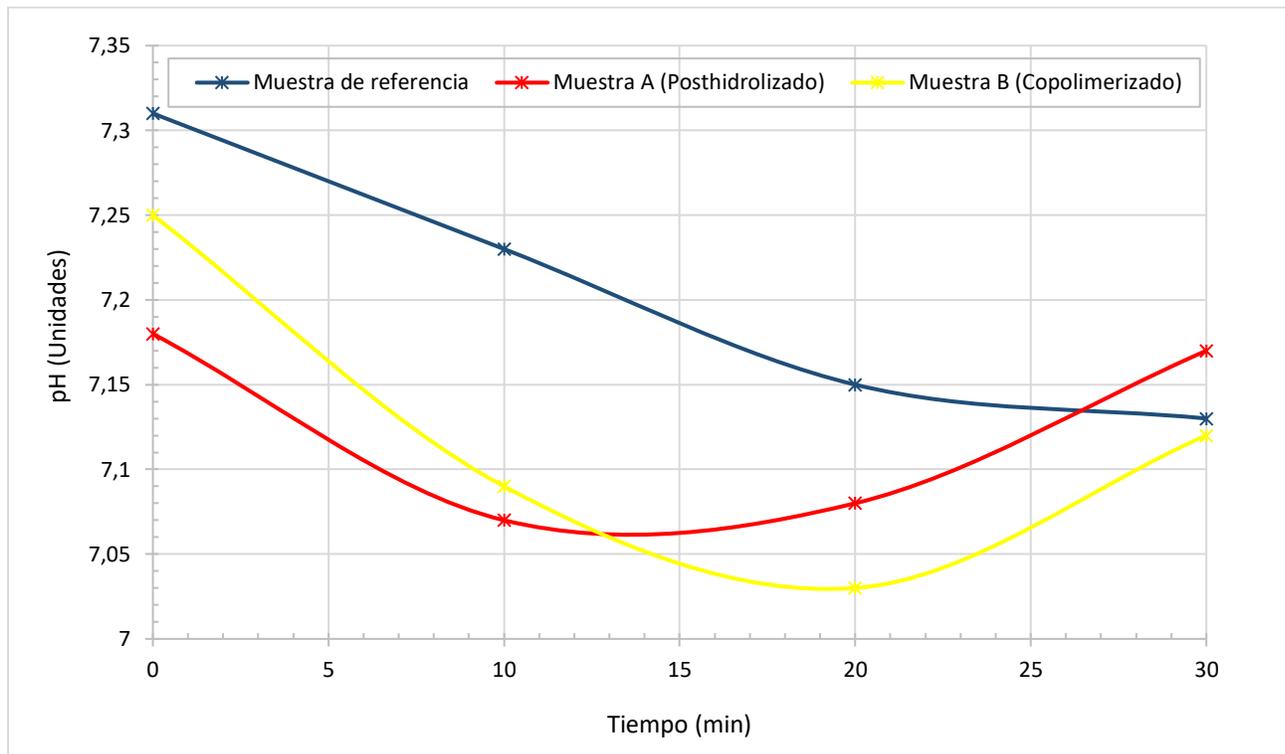


Figura 54. *Comportamiento del pH en la fase acuosa con coagulante.*

El coagulante utilizado para el desarrollo del estudio es inorgánico de tipo catiónico de acción rápida y proporciona baja turbidez en el fluido clarificado, adicionalmente en el proceso de floculación se usa un polímero en polvo tipo sal inorgánica de tendencia aniónica a base de copolímeros de acrilamida y ácido acrílico (copolimerización) el posee una carga iónica negativa que se une con cargas catiónicas residuales adsorbidos por coloides coagulados. De acuerdo con lo mencionado, se obtiene como resultado incompatibilidad entre el floculante y las muestras A y B de polímero HPAM. Esto se debe a una sobrecarga aniónica, es decir, las muestras vienen con cargas de un residual de rompedor inverso y polímero *HPAM* cuya tendencia es aniónica y una vez inicia el proceso de clarificación entran en contacto con un coagulante de tipo catiónico, la diferencia de cargas favorece la atracción entre ellas, sin embargo, una vez se dosifica el floculante

la sobrecarga aniónica desestabiliza y genera la ruptura del flóculo ya formado como se evidenció en la figura 26 y como resultado se presenta incremento en la turbidez de la fase acuosa. Respecto al comportamiento del pH presenta un comportamiento típico de un sistema de clarificación a medida que los flóculos se aglomeran el comportamiento del pH oscila.

5.3 Tendencias emulsionantes por compatibilidad entre la fase oleica, tratamiento químico y *HPAM*.

En esta sección se correlacionan los datos obtenidos de las evaluaciones realizadas a la fase oleica de cada uno de los ensayos propuestos en presencia de polímero tipo *HPAM* y con influencia de aditivos para tratamiento químicos.

5.3.1 Tendencia emulsionante por los inhibidores de corrosión y Scale.

Respecto al inhibidor de corrosión y como se había mencionado anteriormente, su propósito es disminuir la velocidad de corrosión casi a 0 y el inhibidor de scale mitigar y prevenir a formación de escalas en el sistema de producción, sin embargo, dentro de sus formulaciones se tienen compuestos que actúan como surfactantes o tensoactivos estabilizando emulsiones en la fase oleica o inhibiendo la acción de otros aditivos. En la figura 55 y 56 se presenta el comportamiento de la tendencia emulsionante del polímero sobre el crudo producido.

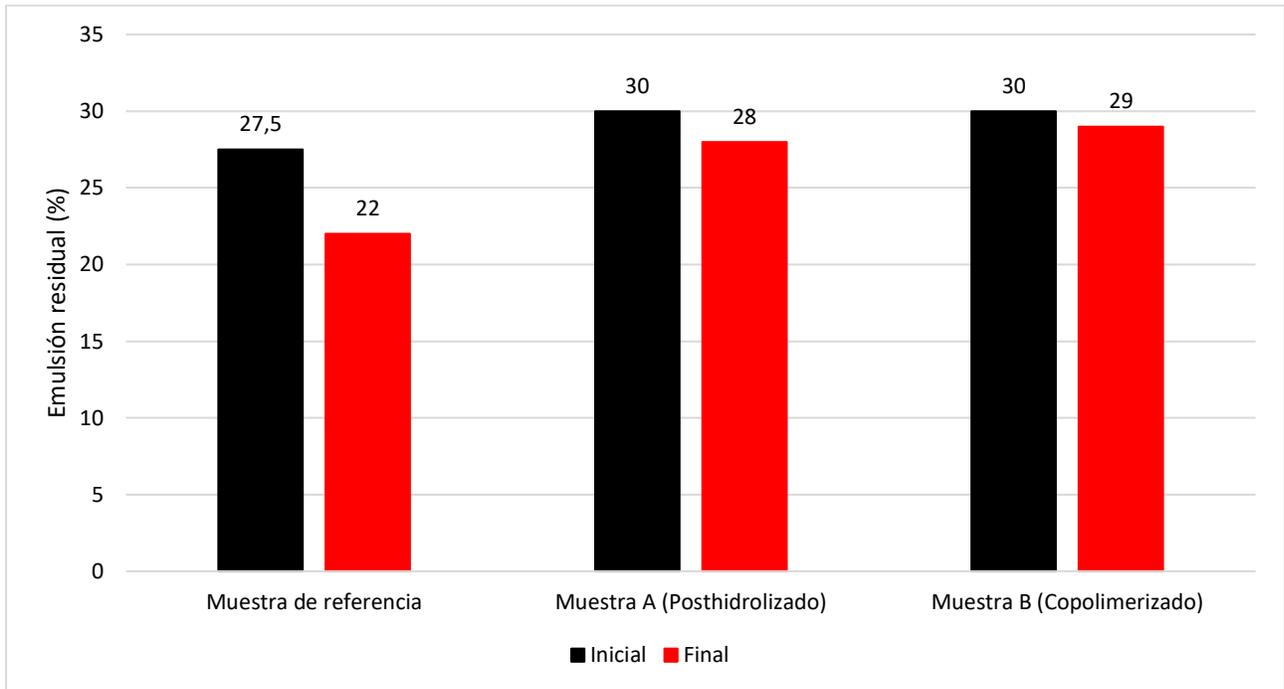


Figura 55. Comportamiento de la emulsión en presencia de inhibidor de corrosión.

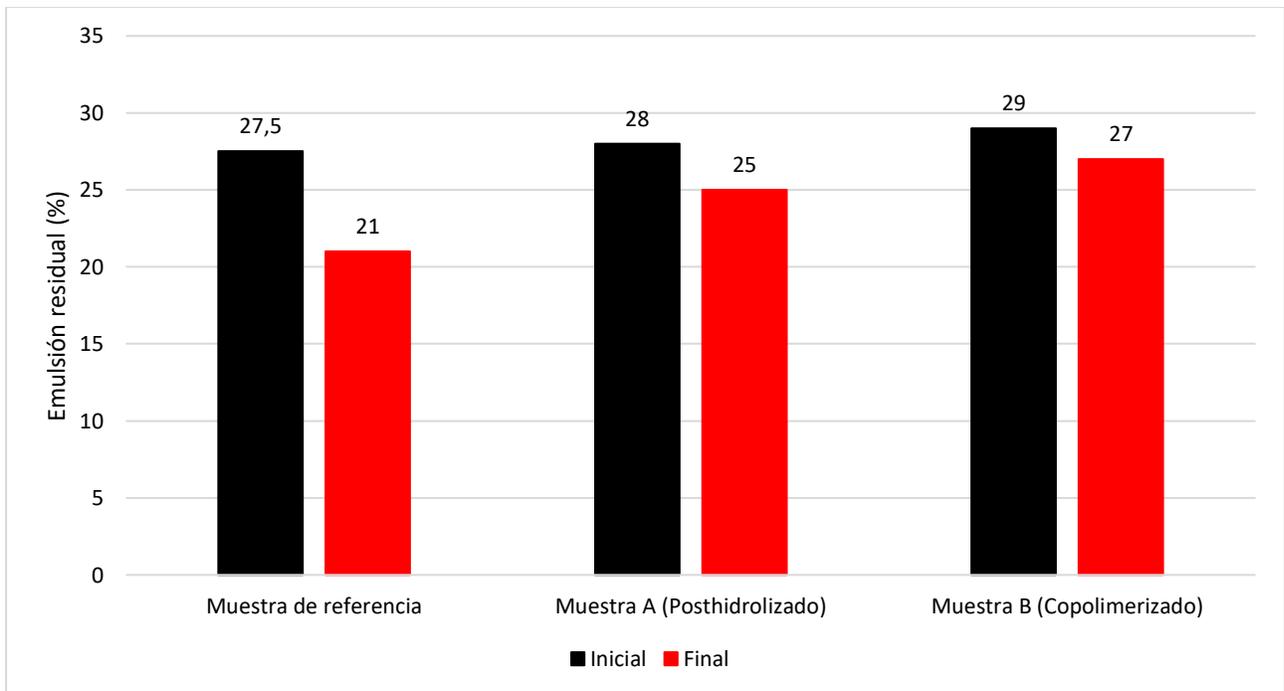


Figura 56. Comportamiento de la emulsión en presencia de inhibidor de scale.

De los ensayos realizados no se espera una buena resolución de las emulsiones debido a que estos aditivos no están formulados para desestabilizar la película interfacial, sin embargo, se espera mantengan la misma tendencia de la muestra de referencia.

En las figuras 57 y 58, se evidencia como desde el momento en que las muestras influenciadas por el polímero entran en contacto con los inhibidores de corrosión y Scale el contenido de emulsión residual en la muestra es mayor respecto a la muestra de referencia, adicionalmente se evidencia como al cabo de las 24 horas la resolución de la emulsión es más estable en las muestras con influencia de *HPAM*, principalmente en la muestra copolimerizada.

5.3.2 Tendencia emulsionante por rompedor directo.

Los rompedores directos según Lucas et al., (2009), son tensioactivos que en su mayoría incluyen dentro de su estructura copolímeros de bloque con diferentes relaciones molares, su formulación es una mezcla de agentes activos, usualmente denominados bases desemulsificantes, diluidos en disolventes orgánicos (Utria, 2017). Su función principal es desestabilizar emulsiones, migrando hacia las interfaces agua aceite cambiando la densidad y polaridad de la fase acuosa acelerando la tasa de floculación y coagulación, lo que conduce a una separación más rápida de la fase acuosa y la fase oleica (Hajivand y Vaziri 2013), lo que permite que los agentes emulsificantes se desplacen desestabilizando o neutralizando la emulsión.

La evaluación se llevó a cabo en crudo de producción tomado a la entrada de la estación, con un rompedor directo que dentro de su composición incluye una mezcla de cumeno, Nafta aromática pesada, polímero oxialquilado, naftaleno, hidrocarburo aromático, 1,2,4 trimetilbenceno, que es

una mezcla de agentes aniónicos, catiónicos y no iónicos, que favorecen la desestabilización de emulsiones directas, cuyo resultado de análisis se presentan en las figuras 57 a 58.

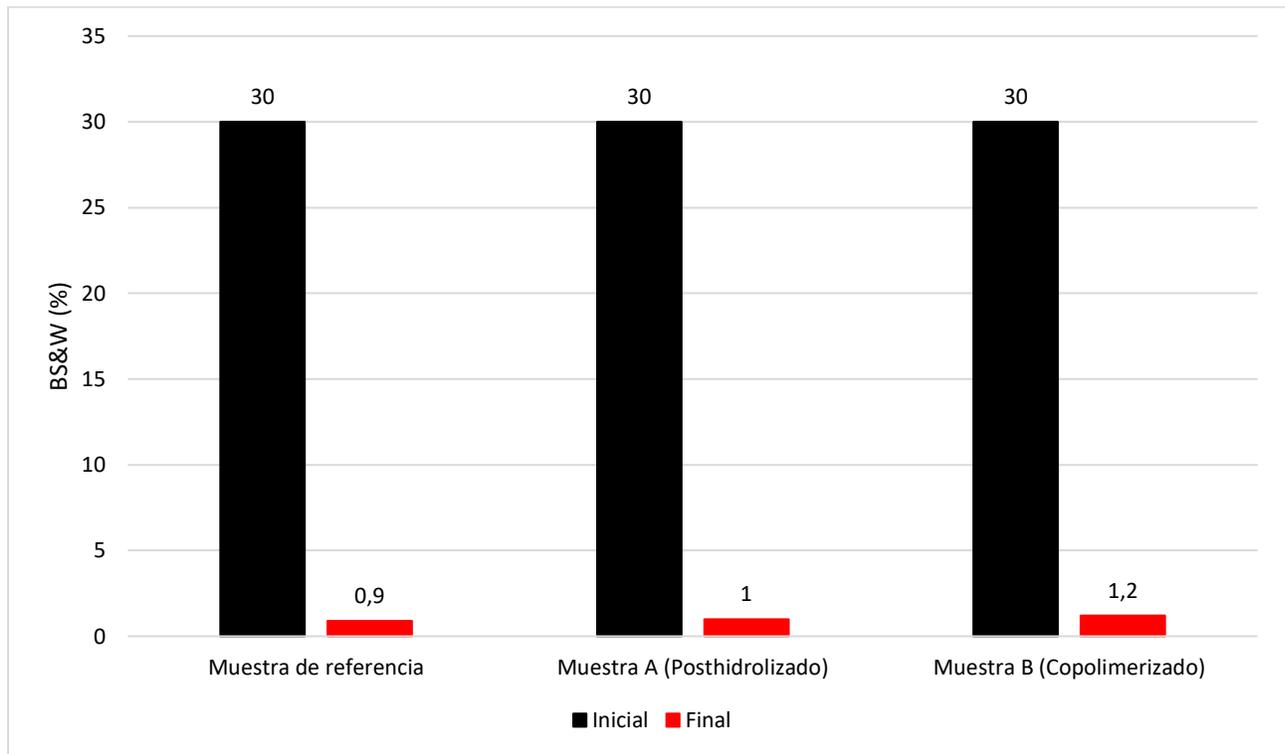


Figura 57. Comportamiento BS&W en fase oleica con rompedor directo.

Respecto al comportamiento del BS&W se evidencia que todas las muestras se caracterizan por estar dentro de un rango aceptable, que no afecta los procesos de deshidratación de crudos.

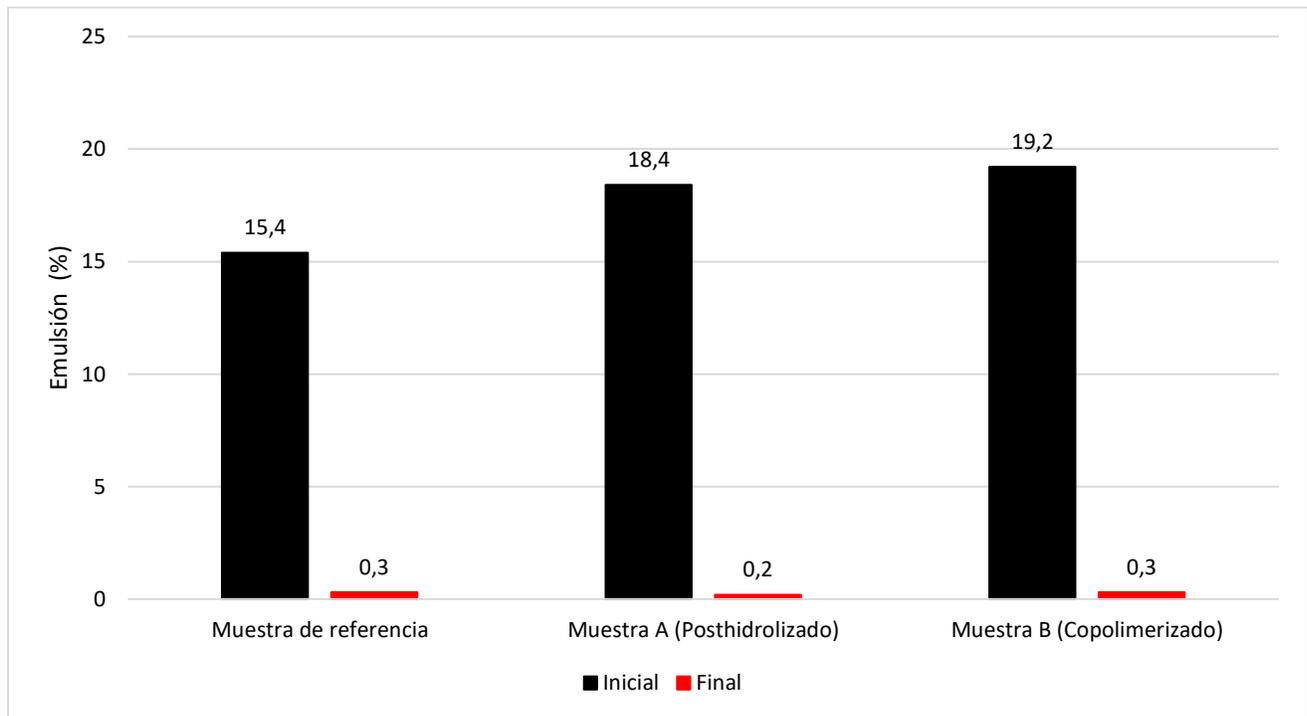


Figura 58. Comportamiento de la emulsión en fase oleica con rompedor directo

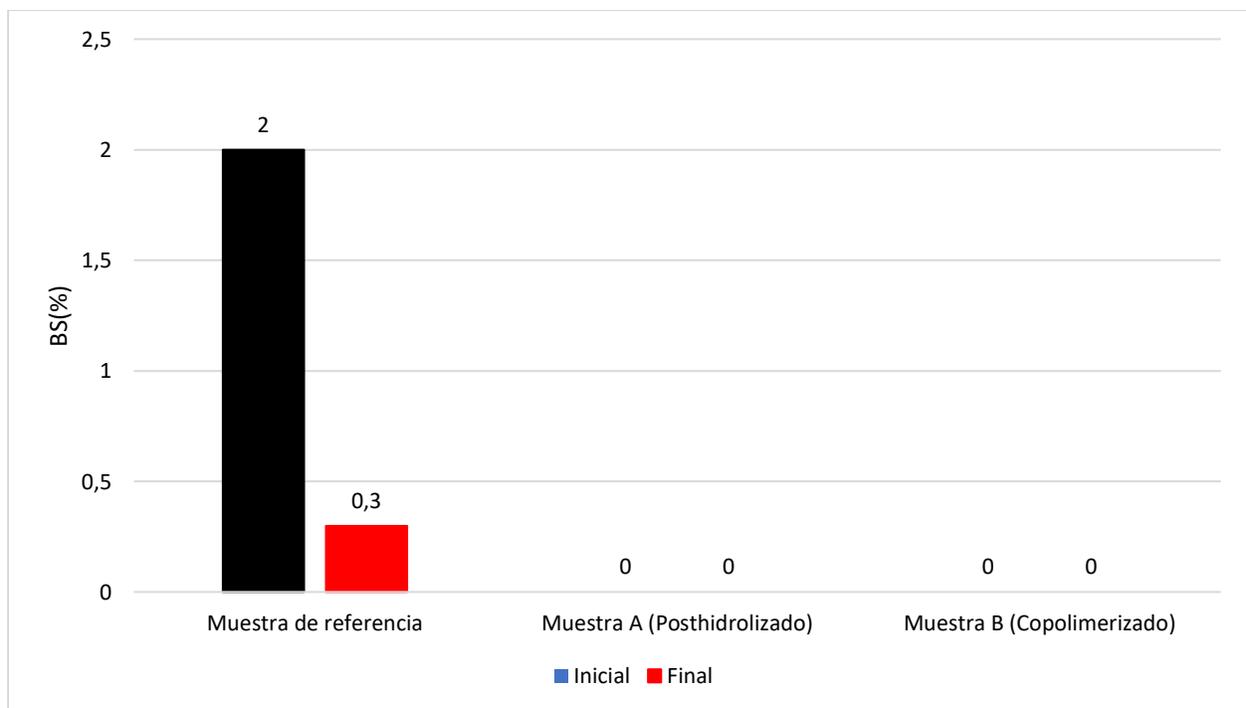


Figura 59. Comportamiento de los sólidos en fase oleica con rompedor directo.

Respecto al contenido de emulsión se mantiene un contenido de emulsión residual similar en todas las muestras, sin embargo, en la figura 58 y 59, se evidencia que aunque se presenta una buena resolución de la emulsión, el contenido de sólidos se mantiene más a fin a la fase oleica en presencia de polímero, razón por la cual la muestra de referencia presenta un 0,3% de BS liberado de la fase oleica y en las muestras con polímero un 0 %BS, esto se debe a que el polímero modifica la mojabilidad de los sólidos y lo hace más afines y solubles en aceite como se observa en la figura 21. Adicionalmente, en el comportamiento de la velocidad de separación de fases, se evidencia que la muestra B se desestabiliza más lentamente comparado las muestras restantes como se observa en la figura 60.

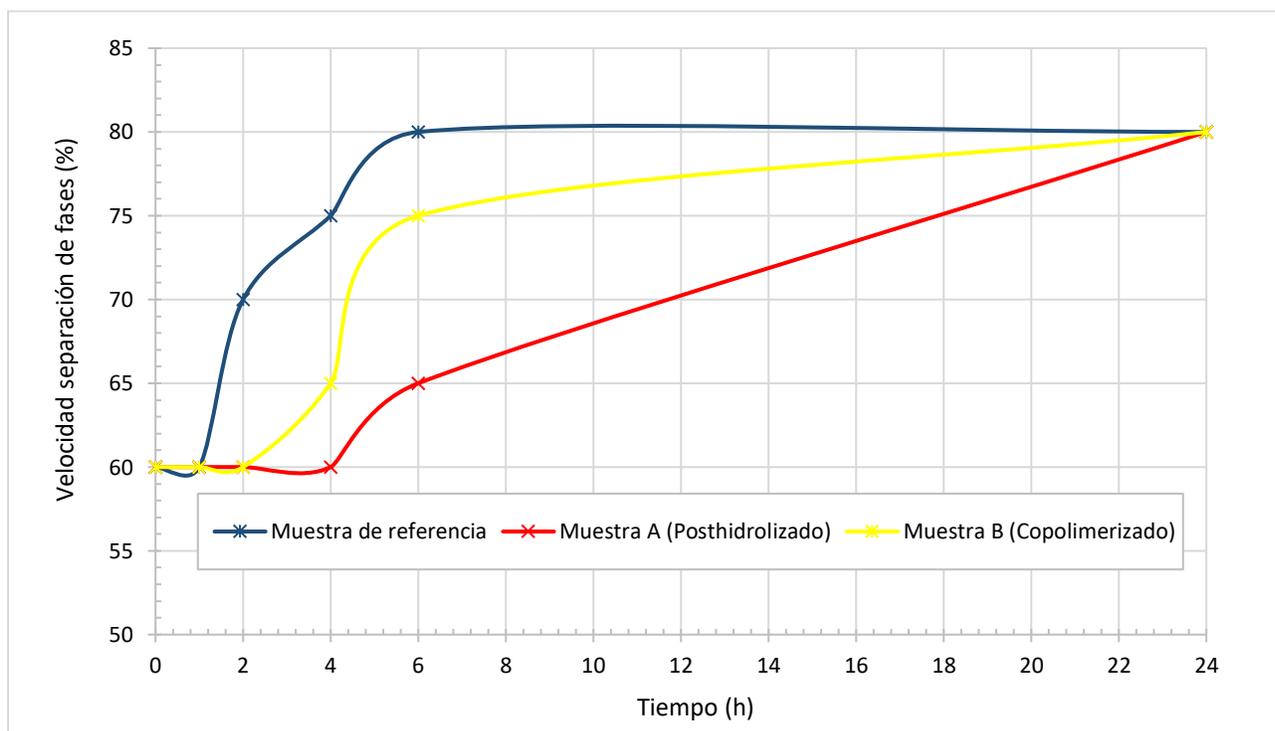


Figura 60. Velocidad de separación de fases acuosa y oleica con rompedor directo.

En los resultados se evidencia que en las muestras A y B se produce un efecto de retardo en el drenaje de la película, la coalescencia de las gotas y la separación de la fase acuosa. El comportamiento de la curva indica que durante las primeras 2 horas es el período inicial donde no se separa la fase acuosa, posteriormente a las 3 horas de seguimiento inicia la etapa correspondiente a la parte ascendente de la curva, donde aumenta el volumen de separación de fases, por ende, la desestabilización de la emulsión, finalmente, se observa un comportamiento más constante debido a que las gotas de tamaño grandes alcanzaron su coalescencia y las gotas más pequeñas tienen mayor dificultad para unirse debido a la distancia que las separa adicionalmente se le puede atribuir al efecto de los sólidos que no lograron separarse de la fase oleica e impiden o bloquean la coalescencia de las gotas de agua. Adicionalmente, se observa que la muestra copolimerizada (B) presenta una menor velocidad de separación de fases, esto indica que se requerirá mayor tiempo de residencia para alcanzar porcentajes de emulsión similares a las muestras de referencia. Al cabo de las 6 h la muestra de referencia alcanza su mayor caída de agua, sin embargo, aunque la muestra posthidrólizada (A) no alcanza su máximo valor si es muy cercano, a diferencia de la muestra B cuyo proceso de desestabilización es más lento. Esto se debe al tamaño de gota como se evidencia en las figuras 61 a 63.

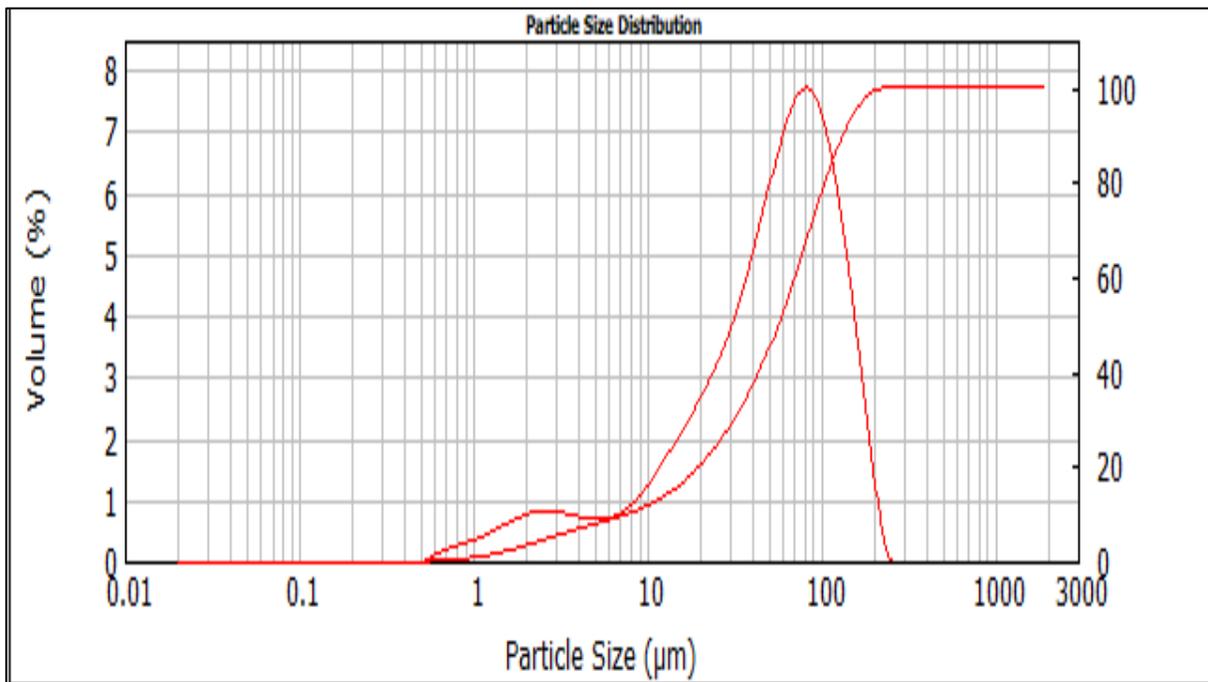


Figura 61. Distribución tamaño de gota en muestra de referencia.

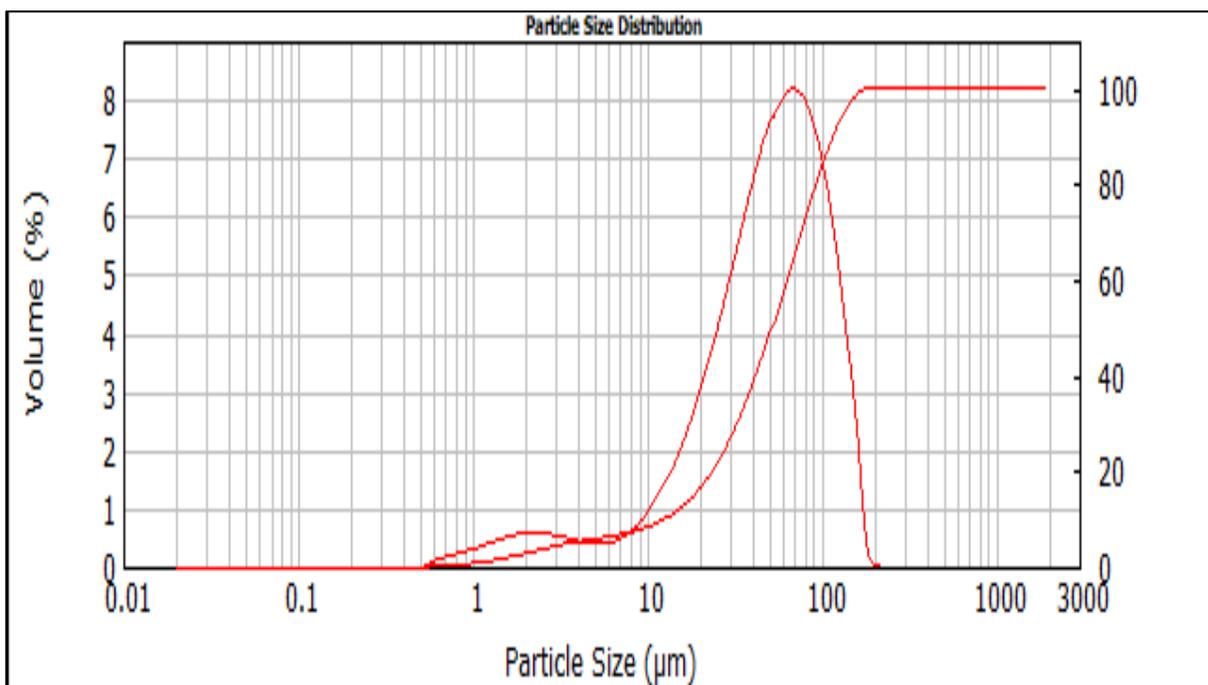


Figura 62. Distribución tamaño de gota en Muestra A (Polímero posthidrolizado).

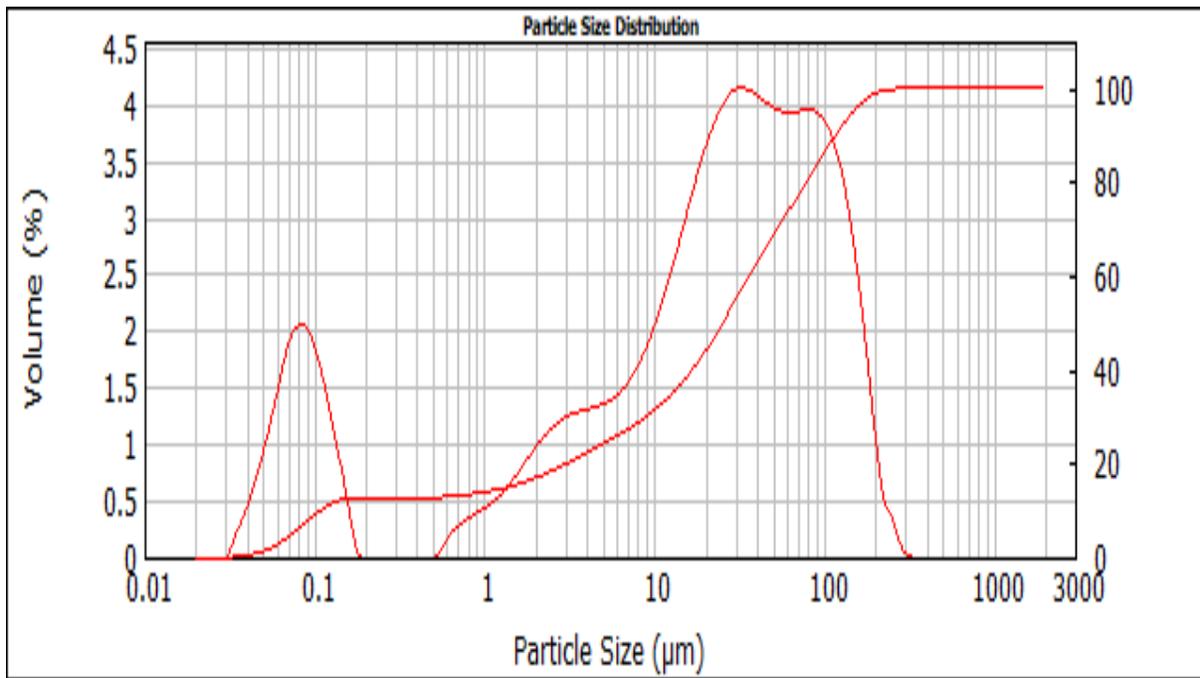


Figura 63. *Distribución tamaño de gota en Muestra B (Polímero copolímerizado).*

Respecto a la distribución del tamaño de gota, los resultados son consistentes con la determinación del contenido de agua, es decir, un tamaño de gota mayor favorece el acercamiento de estas y por ende su coalescencia, en las figuras anteriores se observa que tanto la muestra de referencia como la muestra A, se extendió entre 7 μm y 134 μm con un pico en 56 μm para la muestra de referencia y 52 μm para la muestra A en el 50% de la distribución (Volumen acumulado) y la muestra B se extendió entre 0,090 μm y 98,290 μm con un pico en 29,778 μm para la muestra de referencia y 52 μm para la muestra A en el 50% de la distribución según Kokal (2002) el diagrama de distribución de las emulsión es característico de emulsiones débiles para las muestras de referencia y muestra A, y de tendencia media para la muestra B.

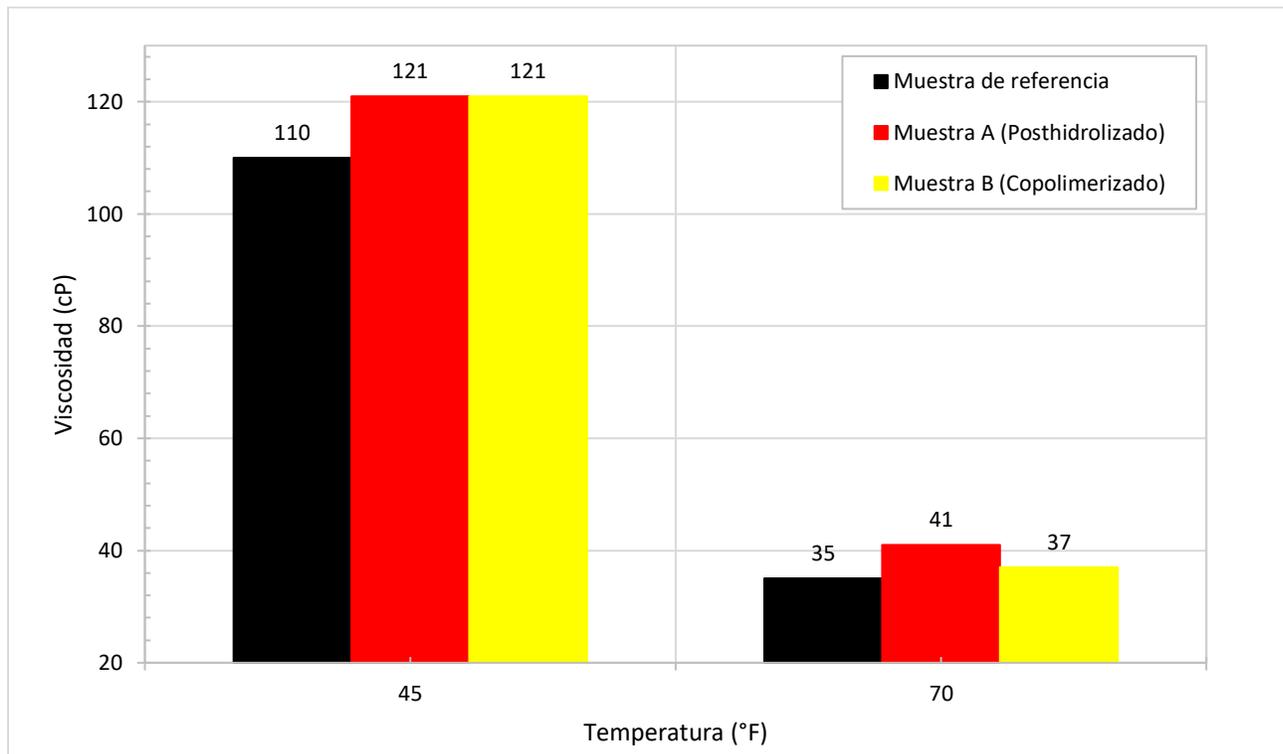


Figura 64. Viscosidad fase oleica con rompedor directo

Respecto a la viscosidad de la fase oleica se observa un leve incremento principalmente en el polímero posthidrolizado que se puede deber a su alto peso molecular, sin embargo, es un cambio muy leve y las muestras se caracterizan por seguir siendo un fluido simple cuya viscosidad disminuye con el tiempo y la temperatura. Cabe mencionar que, aunque la viscosidad incrementa no afecta el coeficiente de difusión y la frecuencia de colisión de las gotas, por lo tanto, no se presenta estabilidad de la emulsión debido a que no se ven afectadas las repulsiones electrostáticas y estéricas que tienden a estabilizar emulsión (Toloza, 2016). Sin embargo, si este fenómeno se presenta a nivel de fondo de pozo y por fuera de parámetros de operación de los sistemas de levantamiento será necesario implementar ajustes necesarios para garantizar su adecuado funcionamiento. Cabe recordar que se tiene un crudo que tiene una leve tendencia a sedimentar

asfaltenos, desde este punto de vista el pH de la fase acuosa tiene una fuerte influencia porque afecta la estabilidad de la película fílmica formada en las emulsiones, puesto que contiene asfaltenos con grupos ionizables (Jones, Neustadter, y Wittingham, 1978) (Kimbler, Reed y Silberberg, 1966), este efecto de ionización genera una interacción de iones presentes en el agua coproducida y los asfaltenos (Kokal, 2005) con ello favorece también la estabilidad de la emulsión.

De acuerdo con lo anterior, se puede concluir que el rompedor directo es compatible con los polímeros *cEOR* y no hay estabilidad en la tendencia emulsionante, sin embargo, los polímeros pueden modificar la mojabilidad de los sólidos y llegar a afectar la tendencia emulsionante de crudo.

5.3.3 Tendencia emulsionante por antiespumante.

Los antiespumantes tienen como fin prevenir la formación de espuma impidiendo el arrastre de un gas en un líquido. La importancia de evaluar la compatibilidad de estos aditivos con los polímeros tipo *HPAM* y su relación con la estabilidad de emulsiones, se debe a la formulación de este tipo de aditivos, que contiene una variedad de ingredientes activos, tanto en estado sólido como líquido y una serie de agentes auxiliares que pueden actuar como emulsionantes, compatibilizantes y solventes entre otros, que podrían generar incompatibilidad entre estos y los remanentes de polímeros afectando la tendencia emulsionante de los fluidos (Fink, 2015).

Con el fin de evaluar su comportamiento, se toma una muestra de fase oleica a la cual se le dosifica antiespumante a la dosis requerida para evaluar y se determina su tendencia emulsionante cuyo resultado se presenta en la figura 65.

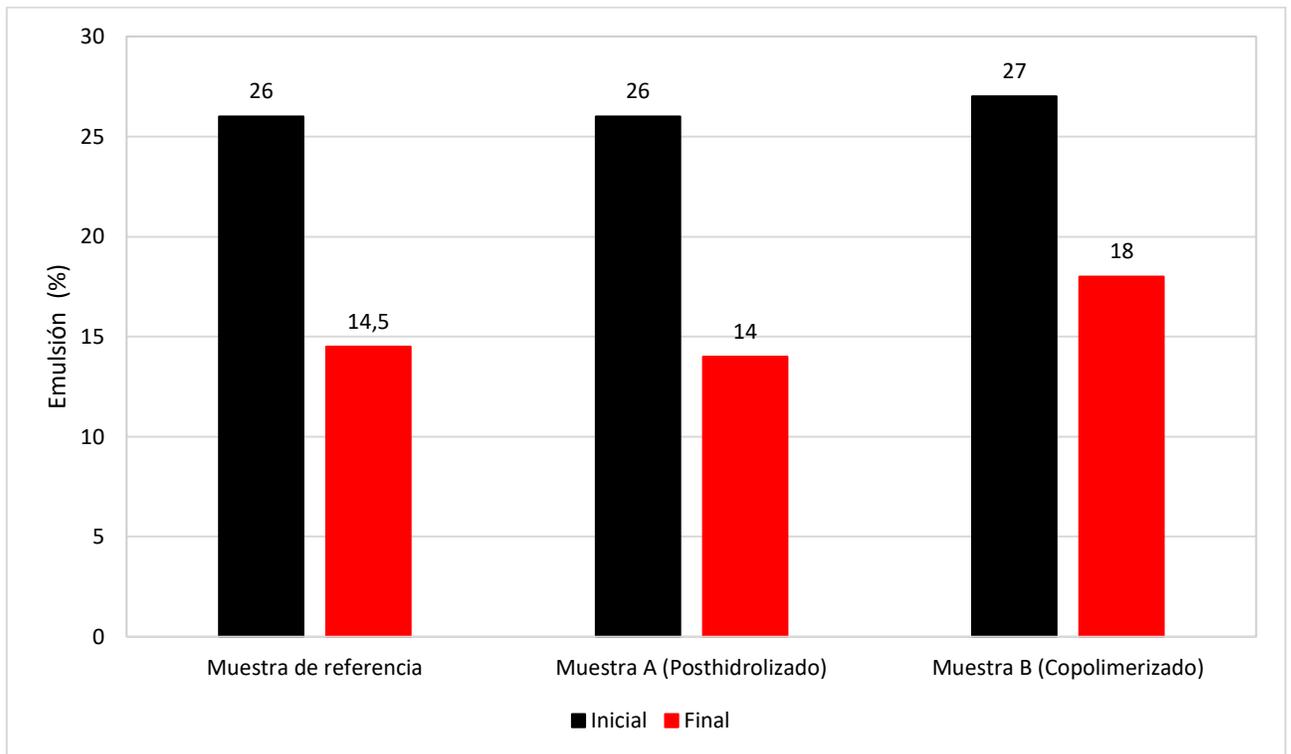


Figura 65. *Comportamiento de la emulsión en fase oleica con antiespumante.*

No se evidencia tendencia emulsionante causada por la interacción del antiespumante y los polímeros *HPAM*, sin embargo, se evidencia un mayor impacto en la muestra B. De acuerdo con lo anterior se puede concluir compatibilidad sin tendencia emulsionante.

5.3.4 Tendencia emulsionante por humectante de sólidos.

Los humectantes de sólidos permiten cambiar la mojabilidad de las partículas sólidas que pueden depositarse en la interfaz agua aceite formando películas rígidas que pueden inhibir estéricamente la coalescencia de las gotas de emulsión estabilizándola, sin embargo, estas partículas deben ser mucho más pequeñas que el tamaño de las gotas de emulsión para actuar como

estabilizadores (Aranberri et.al, 2006). Los resultados de tendencia emulsionante se presentan en las figuras 66 y 67.

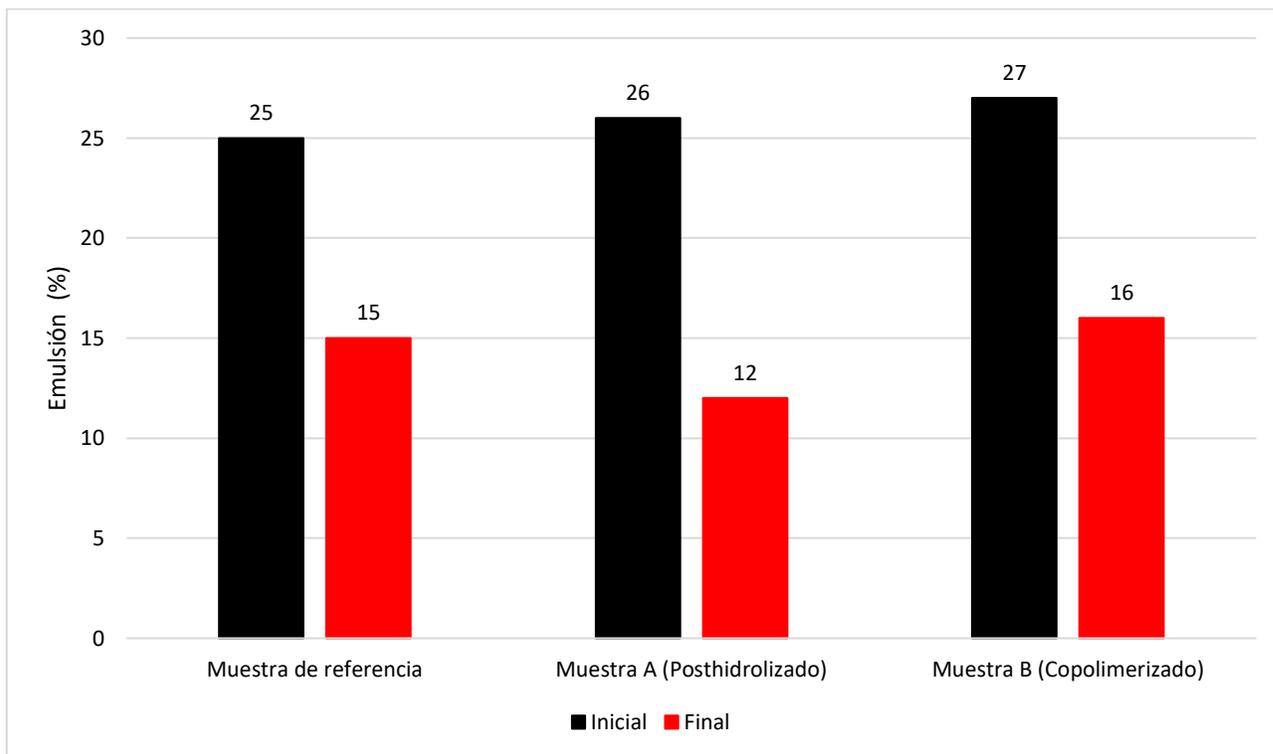


Figura 66. *Comportamiento de la emulsión en fase oleica con humectante de sólidos.*

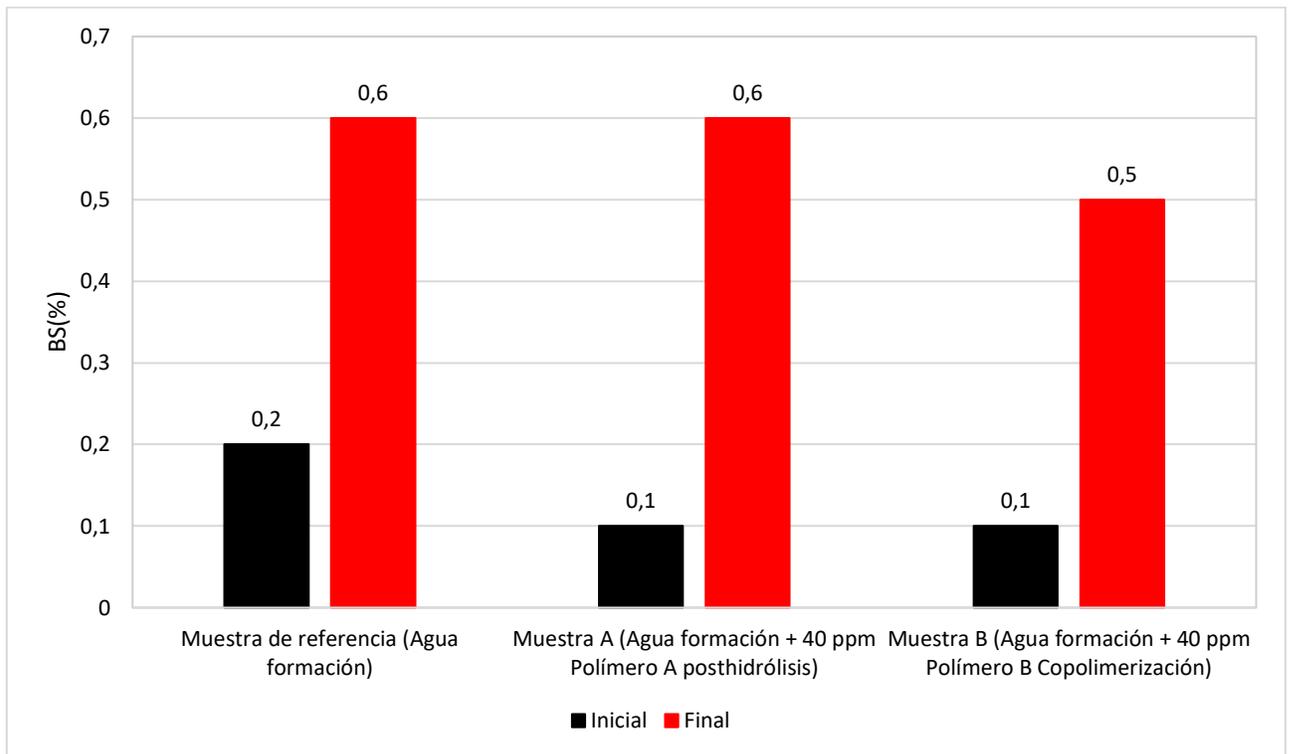


Figura 67. Comportamiento de los sólidos en fase oleica con humectante de sólidos.

En los resultados obtenidos se observa que la tendencia emulsionante del polímero no estabiliza la emulsión, adicionalmente el humectante es compatible ya que favorece el cambio en la mojabilidad de los sólidos que el polímero *HPAM* había modificado como se evidenció en la sección 4.3.3. Es importante mencionar que los crudos con tendencia asfáltica, tienen menos probabilidad de formar una emulsión estable cuando se presentan sólidos finos comparado con crudos parafínicos según lo menciona Schramm (1992), Levine y Sanford, (1985).

De acuerdo con los resultados obtenidos la tendencia emulsionante de los polímeros *HPAM* en la fase acuosa no genera estabilidad de emulsiones directas e inversas, sin embargo, la velocidad de separación de fases si se ve afectada, adicionalmente es compatible con el rompedor inverso y

coagulante e incompatible con el floculante, inhibidor de corrosión e inhibidor de scale. Respecto a la fase oleica los polímeros tipo *HPAM* tienden a estabilizar levemente la emulsión directa principalmente la muestra B (Copolimerización) debido al cambio en la mojabilidad de los sólidos haciéndolos más hidrófobos y solubles en aceite, sin embargo, la compatibilidad con el humectante de sólidos favorece el restablecimiento de la mojabilidad de los sólidos haciéndolos más hidrófilos por ende liberándolos de la interfase y de la fase oleica, la compatibilidad con rompedor directo favorece el adelgazamiento de la película que rodea la gota de agua favoreciendo su coalescencia, en conclusión se presenta una tendencia emulsionante estable en fase oleica que en presencia de rompedor directo y humectante de sólidos tiende a desestabilizar.

Según lo anterior, para el campo en estudio lo más recomendable y compatible con los fluidos y aditivos es el uso de un polímero *HPAM* sintetizado por copolimerización cuyo peso molecular es más bajo y afecta en menor grado los procesos de tratamiento de agua, respecto al crudo aunque el polímero tiende a estabilizar levemente la emulsión W/O su compatibilidad con los aditivos químicos y adecuado manejo en las variables de temperatura y tiempos de residencia permite su resolución mejorando la calidad del proceso, sin embargo, se hace necesario reformular los productos de inhibición de corrosión y Scale.

Finamente en las tablas 14 a 17 se presenta un resumen de la caracterización de los fluidos en los diferentes escenarios evaluados y su impacto sobre la tendencia emulsionante.

Tabla 14.

Resumen caracterización fase acuosa libre de aditivos de tratamiento químico.

Ensayos	Muestra A	Muestra B	Observaciones	Tendencia emulsionante
Sólidos sedimentables				
Turbidez			La muestra posthidrolizada (A) presenta más turbidez debido al mayor contenido de sólidos suspendidos e hidrocarburos presentes en la fase respecto a la muestra B.	
Contenido de hidrocarburos				
Conductividad			Las fases influenciadas por polímero poseen una menor movilidad de iones debido a su viscosidad, por ende, una menor conductividad.	No se presenta estabilidad sobre la tendencia emulsionante entre los polímeros evaluados y la fase acuosa.
pH			El incremento en el pH es más bajo al referenciado, principalmente en el polímero posthidrolizado (A) que presenta una mayor viscosidad y mayor rango de anionicidad.	
Viscosidad			Leve incremento	
Mojabilidad	A la interfase	A la interfase	En presencia de polímeros los sólidos se aglomeran y flocculan hacia la interfase agua - aire.	

Tabla 15.

Resumen caracterización fase oleosa libre de aditivos de tratamiento químico.

Ensayos	Muestra A	Muestra B	Observaciones	Tendencia emulsionante
Slug			La muestra copolimerizada (B) presenta un tapón o moneda por material adherido a la interfase que no se libera por centrifugación, debido a su mayor estabilidad de emulsión a favoreciendo un mayor contenido de <i>BS&W</i> .	Se evidencia una leve modificación en la tendencia emulsionante del polímero sobre la fase oleica.
BS&W				
BS				
Mojabilidad	Soluble en aceite	Soluble en aceite	Los sólidos en la muestra de referencia tienen a precipitar, en presencia de polímeros son más afines y solubles al aceite, estos actúan agente emulsionante y se le atribuye su comportamiento a la estabilidad de la emulsión debido a que al entrar en contacto con el polímero se modifica su mojabilidad haciéndolos más hidrofóbicos.	

Tabla 16.

Resumen caracterización fase acuosa con aditivos de tratamiento químico

Ensayo		Muestra A	Muestra B	Observaciones	Tendencia emulsionante
Inhibidor de corrosión	Turbidez			La muestra posthidrólizado (A) presenta menor turbidez debido al mayor contenido de precipitados y aglomerado gelatinoso en la interfase agua aire.	No hay modificación en la tendencia emulsionante.
	Precipitación sólidos				
Inhibidor de scale	Precipitación sólidos			La muestra posthidrólizada (A) presenta mayor cantidad de precipitación de sólidos floculados y una menor turbidez.	No hay modificación en la tendencia emulsionante.
	Turbidez				
Coagulante y floculante	Desestabilización coloidal			Buena desestabilización solo con coagulante, con floculante se presenta una sobrecarga aniónica que inhibe la acción del floculante. Mayor turbidez respecto a la muestra de referencia de se debe al material suspendido no aglomerados por viscosidad de la fase. Cuyo pH oscila durante el seguimiento.	No hay modificación en la tendencia emulsionante. Sin embargo, se presenta incompatibilidad entre el floculante y las muestras analizadas.
	Turbidez				
	Contenido de hidrocarburos				
	pH	Oscila	Oscila		

Continuación. Tabla16. *Resumen caracterización fase acuosa con aditivos de tratamiento químico.*

Ensayo	Muestra A	Muestra B	Observaciones	Tendencia emulsionante
Precipitación sólidos			El floculo formado tiende a migrar hacia la interfase agua aire por flotación, en presencia de polímero.	No se evidencia modificación en la tendencia emulsionante en presencia de rompedor inverso.
Interfase agua-aire	Aglomeración de flóculos	Aglomeración de flóculos		
Sludge	Moderado	Moderado	Al igual que la muestra de referencia se presenta formación de <i>sludge</i> sin embargo el polímero copolimerizado presenta un mayor impacto.	
Turbidez			La muestra copolimerizada (B), presenta un mejor comportamiento esto se debe a la compatibilidad iónica y presenta un pH mayor lo que favorece la desestabilización de las emulsiones inversas.	
Contenido de hidrocarburos				
pH				
Viscosidad			La viscosidad no favorece el grado de interacción entre las partículas impidiendo que estas puedan agruparse y sedimentar.	

Rompedor inverso

Tabla 17.

Resumen caracterización fase oleosa con aditivos de tratamiento químico.

	Ensayo	Muestra A	Muestra B	Observaciones	Tendencia emulsionante
Inhibidor de corrosión	Slugde	Trazas	Trazas	Mayor estabilidad de emulsión lo que puede estar relacionado a la formación de <i>sludge</i>	Se evidencia modificación en la tendencia emulsionante, que indica mayor estabilidad de emulsión principalmente la muestra copolimerizada.
	Emulsión				
Interfase agua-crudo	Con interferencia de sólidos		Mayor estabilidad de emulsión por influencia del inhibidor de Scale.		
Emulsión					
Inhibidor de Scale	Interfase agua-crudo	Interferencia de aglomerados	Interferencia de aglomerados	Copolimerizada (B) muestra una interfase más definida, con menos interferencia de sólidos.	
	Emulsión			El humectante logro liberar del aceite mayor contenido de sólidos en la muestra B que en la A y se evidencia que el tapón de sólidos y un menor precipitado de material coloidal.	
Humectante de sólidos	BS	Igual a muestra de referencia			
	Solidos suspendidos	Igual			Se modifica la tendencia emulsionante, favoreciendo el proceso de desestabilización.

Continuación Tabla 17. Resumen caracterización fase oleosa con aditivos de tratamiento químico.

	Ensayo	Muestra A	Muestra B	Observaciones	Tendencia emulsionante
Rompeador directo	Sludge	Trazas	Trazas		
	Emulsión		Igual a la muestra referencia	Las muestras presentan buena resolución de emulsión en presencia de rompedor directo.	No se evidencia modificación en la tendencia emulsionante.
	BS&W				
	Interfase agua-crudo	Mas definida	Menos definida		
	BS	No se libera	No se libera		
	Viscosidad			Se observa un leve incremento.	
	Velocidad de separación			La muestra B se desestabiliza más lentamente.	
	Diagrama de distribución	Débil	Media	El diagrama de distribución de la emulsión es característico de emulsiones débiles para la muestra A, y de tendencia media para la muestra B.	

5.4 Efectos de las tendencias emulsionantes del polímero *HPAM* sobre facilidades de producción.

Conocer la caracterización fisicoquímica de los fluidos producidos en campos petroleros con recuperación terciaria por métodos *c*EO, permite al ingeniero de tratamiento de fluidos mitigar los impactos generados por la modificación de la química básica de agua y el crudo, trabajando anticipadamente en alternativas que hagan más compatibles los fluidos con residuales de polímero y la química de tratamiento. Adicionalmente, los ingenieros de producción podrán adecuar sus procesos implementando y rediseñando sus facilidades de superficie para garantizar la calidad en sus fluidos y la optimización de la producción.

La evaluación de los impactos es una reacción en cadena una vez el fluido influenciado por polímero ingresa a la facilidad para ser tratado y posteriormente el agua separada se destine a disposición o reinyección para la preparación del polímero nuevamente. Por lo tanto, el impacto generado por los métodos de recuperación terciaria debe ser analizados desde el pozo productor.

En el estudio realizado se evaluó como la influencia de polímeros *HPAM* sintetizados por vía de polimerización por posthidrólisis y copolimerización, impacta las tendencias emulsionantes en un agua de producción de tipo catiónica con un alto contenido de sólidos suspendidos y crudo pesado con emulsiones de estabilidad media, con y sin presencia de aditivos para tratamiento químico. A continuación, se describen posibles impactos generados por nuevas condiciones del fluido.

5.4.1 Influencia de la viscosidad de los fluidos.

En los fluidos evaluados se evidenció que los polímeros principalmente los posthidrólizados que poseen un peso molecular más alto incrementan muy levemente la viscosidad del agua y el crudo en mayor grado respecto a los polímeros copolímerizados. Bajo las condiciones de evaluación este incremento no es significativo, sin embargo, en un panorama de retorno de polímero en mayores concentraciones puede llegar a afectar la eficiencia del proceso, ya sea en un escenario de fondo o de facilidades de superficie.

Para el escenario de fondo de pozo el campo en estudio opera con tres tipos de sistema de levantamiento que son bombeo mecánico, bombas electro sumergible (*ESP por sus siglas en inglés*) y bombas de cavidad progresiva (*PCP por sus siglas en inglés*), estas operan bajo parámetros determinados, sin embargo, las bombas *ESP* tienen un manejo de sólidos muy limitado y su funcionamiento ante cambios bruscos de viscosidad es regular, a diferencia de las *PCP* que están diseñadas para un manejo adecuado de cambios de viscosidad, manejo de sólidos y emulsiones. Por lo tanto, en un escenario de incremento de viscosidad lo recomendable es adecuar los sistemas realizando los ajustes internos necesarios antes de proceder a cambiar el sistema de levantamiento.

Para un escenario de superficie el incremento en la viscosidad de los fluidos aumenta el tiempo requerido para garantizar su calidad, es decir, el proceso de separación de fases se realiza a velocidades de sedimentación más bajas comparadas con la muestra de referencia debido al espesamiento generado por el polímero *HPAM*. Para garantizar la calidad del proceso se puede

hacer a través de la disminución de la viscosidad o el incremento en los tiempos de residencia, sin embargo, se debe tener en cuenta lo siguiente.

Aumentar la temperatura del sistema con el propósito de mejorar la movilidad de las gotas y su colisión favoreciendo su coalescencia por disminución en la viscosidad de los fluidos implica:

- Disminuir la gravedad API del crudo haciendolo mas pesado debido a que los componentes livianos pasan a la fase gaseosa dejando solo las fracciones pesadas lo que reduce su valor comercial.
- Incrementar los costos en combustible requerido para el calentamiento.
- Implementar mayor instrumentación que permita controlar la presión de operación para garantizar que el agua no se evapore con el incremento de la temperatura.

Incrementar el tiempo de retención, implica rediseñar la facilidad con la adecuación de sistemas primarios que puedan proveer largos tiempos de residencia para que la separación gravitacional pueda ocurrir ya sea a través de:

- Un deshidratador de agua libre (*FWKO por sus siglas en inglés*) modificando el *FWKO* horizontal por uno vertical que por diseño maneja mayores volúmenes de tratamiento.
- Un *skimm Tank o Skim Vessels* a la salida del *FWKO*, lo que implica rediseñar la facilidad debido a que los actuales tiempos de retención en el agua son muy cortos.

También se podría crear puntos dentro de la facilidad que favorezcan la degradación mecánica del polímero *HPAM* por cizallamiento usando:

- Sistemas de bombeo que permitan cizallar el polímero.
- Válvulas de estrangulamiento para lograr disminuir la viscosidad de la solución de polímero

Adecuación de una celda de flotación con oxígeno o aire inducido como primer sistema de tratamiento de agua para degradar el polímero.

Inyección de reductores de viscosidad cuya función principal es mejorar las propiedades de flujo, reduciendo su viscosidad, favoreciendo la colisión de gotas de fase dispersa, debilitando la película interfacial que promueve la estabilidad de emulsiones. La finalidad es buscar adecuar la facilidad o los aditivos de tratamiento a las nuevas condiciones de fluido, con el objetivo de que la economía del campo no se vea afectada drásticamente.

5.4.2 Influencia de la turbidez y del contenido de hidrocarburos.

El resultado de interacción electrostática entre el polímero *HPAM*, los aditivos de tratamiento químico y la tendencia catiónica de los fluidos, influye en la adecuada atracción entre cargas de los coloides y su posterior sedimentación. Sin embargo, no garantiza la adecuada desestabilización de cargas coloidales con lleva a mantener sólidos y aceite en suspensión que:

A nivel de fondo de pozo puede generar obstrucciones en la cara de la formación y consigo pérdida en la productividad del pozo y en el caso de hidrocarburos dispersos puede con el tiempo adherirse a sólidos incrementando su capacidad de taponamiento.

Como agua de inyección un alto contenido de hidrocarburos y turbidez puede causar taponamiento de los poros en la cara de la formación, el hidrocarburo disuelto en el agua puede crear una saturación de crudo y reducir la capacidad de inyección del agua, incluso acumularse favoreciendo envejecimiento de aceite y por ende bloques de emulsión.

A nivel de superficie se evaluaron estos parámetros en presencia de rompedor inverso y coagulantes

- Con influencia de rompedor inverso la carga coloidal desestabilizada tiende a migrar en la interfase lo que podría generar interferencia por sólidos y con ello mayores tiempos de retención para lograr la ruptura de la película. Sin embargo es recomendable, dosificar tanto el humectante de sólidos, el rompedor directo y el rompedor inverso de manera simultánea a las distancias recomendadas, con propósito de que los sólidos aceitosos con tendencia hidrofóbica no se adhieran a la interfase afectando la calidad del proceso de deshidratación de crudo.
- La flotación de los sólidos formados en el sistema primario puede adherirse a la interfase agua aceite y formar interferencias que estabilicen la emulsión, adicionalmente se evidenció que en la figura 20 el rompedor inverso favorece en presencia de polímero la formación de Sludge, lo que podría estabilizar emulsiones directas y con ello afectar tiempos de residencia y por ende la economía de la operación.
- Con influencia de coagulantes los flóculos tienden sedimentar lo que limita a que el proceso de clarificación se lleve a cabo netamente en la unidad de filtración, sin embargo, el material aún suspendido puede taponar el lecho filtrante generando incremento en las presiones

diferenciales y de acuerdo con lo mencionado por Forero (2019) las operaciones de filtración cuesta entre el 40 – 60% de costo total de tratamiento por ende se deben crear estrategias de mitigación en la pérdida de eficiencia incrementando el número de retro lavados y con ello la capacidad de unidades de decantación que para el caso en estudio implicaría adecuar la facilidad instalando trenes de tratamiento de agua.

- No es recomendable que los procesos de clarificación se implementen antes de las celdas de flotación debido a que los floculos formados tienden a sedimentar debido a su peso, por ende se debería garantizar que el tamaño de la burbuja formada sea lo suficientemente grande para arrastar los floculos hacia la superficie.

5.4.3 Influencia de sólidos.

Se evidenció que, en presencia de polímero, una parte de los sólidos tiende a cambiar su mojabilidad haciéndolos hidrofóbicos y otra parte de estos tiene a depositarse en el fondo de las botellas cuyo comportamiento de sólidos puede generar:

- La precipitación de escalas o incrustaciones favoreciendo la corrosión lo cual es coherente con el comportamiento de básico del pH cuya tendencia es a formar escalas como se evidenció en los registros fotográficos, con lleva a modificar los inhibidores por productos compatibles a la influencia del polímero *HPAM*.
- La precipitación y formación de escalas en las superficies de los equipos crea los llamado puntos calientes que favorecen la corrosión e ineficiencia en la operación.

- Se logra determinar que el polímero afecta directamente la mojabilidad de los sólidos y es en presencia de humectante de sólidos que se logra reparar su mojabilidad y volverlos nuevamente hidrofílicos separándolos del aceite y favoreciendo la inestabilidad de las emulsiones directas.
- Respecto a los sólidos precipitados se recomiendan la adecuación de sistemas de chorro a alta presión para remoción de decantados.
- En el separador trifásico se puede llenar la sección de sólidos y con ello afectar el tiempo de retención de separación de crudo, agua y gas, con ello ocasionar que el crudo viaje fuera de la salida de gas o de la salida del agua, afectando la calidad de los otros subproductos.

5.4.4 Incremento en el pH.

Respecto al pH se evidenció incremento en el tiempo, esta condición implica que el fluido tenga una mayor tendencia a formar escalas, lo cual se comprobó en los ensayos realizados. El seguimiento al comportamiento del pH se realizó a las muestras de fases acuosas sin influencia de aditivos para tratamiento químico, posteriormente en presencia de rompedor inverso y en procesos de clarificación, estos últimos debido a que muchos de los aditivos de tratamiento químico son formulados para su máxima eficiencia dentro de un rango específico de pH.

El efecto de pH sobre la calidad de proceso está más ligado a los problemas de corrosión que se pueden generar por formación de escalas lo que se evidenció debido al incremento en la velocidad de corrosión en este punto y hace necesario modificar o reformular e inhibidor de scale y corrosión diseñado para las condiciones de la muestra de referencia. El inadecuado proceso

anticorrosivo puede generar la formación de incrustaciones en las líneas de producción, en este caso estos precipitados formados pueden depositarse en los equipos favoreciendo los problemas de corrosión, aislando la temperatura perjudicando los procesos de tratamiento de fluidos.

Se evidenció durante el estudio que el comportamiento del pH tiende a estabilizar emulsiones directas, sin embargo, la buena compatibilidad con el rompedor directo y el humectante, favorecen su desestabilización.

5.4.5 Influencia del *BS&W* y la emulsión residual.

los polímeros *HPAM* tienden a estabilizar levemente las emulsiones directas posiblemente por el cambio en la mojabilidad de sólidos adhiriéndolos a las interfases como se evidenció en el desarrollo del estudio, sin embargo, en presencia de rompedor directo y humectante de sólidos el procesos de separación fases aunque su porcentaje de remoción no es del 100%, si se presenta un adecuado proceso de resolución de emulsiones gracias a la compatibilidad entre los fluidos, la química de tratamiento y los polímeros *HPAM*. Sin embargo, el impacto sobre la facilidad de superficie se vería reflejado así:

- En los separadores trifásicos se debe garantizar tiempos de retención altos debido a que un crudo emulsionado contiene poca agua libre por ende dificulta los procesos de separación.
- En el *FWKO* el proceso de separación se rige por dos acciones lavado y fusión. El lavado se realiza en la capa de agua libre y la fusión en la capa de emulsión, como se menciono anteriormente un crudo emulsionado contiene poca agua libre, por ende el proceso de lavado no sería efectivo (Champion, s.f).

- Respecto a los tiempos de retención se podría aumentar los del agua y disminuir los del crudo o viceversa, sin embargo, esta opción no es viable debido al diseño de la facilidad, por lo tanto, la mas recoemdable es aumentar la capacidad de tratamiento.
- Aumentando la temperatura, aunque puede acarrear dificultades operativas como se mencionó anteriormente.
- Aumentando los tiempos de residencia modificando el *FWKO* horizontal por uno vertical, garantiza que el crudo ingrese al tratador termo electrostático bajo las condiciones necesarias que garanticen su optima operación, cabe recordar que un alto contenido de agua en el crudo y emulsiones superiores al 3% conllevan a que las placas encargadas de cargar eléctricamente las gotas de agua en la emulsión dejen de ser funcionales por corto circuito, esto implica garantizar la calidad del fluido aguas arriba del tratador.

6. Conclusiones

Se evaluó experimentalmente la influencia de residuales de *HPAM* sintetizados por dos diferentes vías de polimerización (Copolimerización y Post-Hidrólisis) sobre la formación o estabilización de emulsiones en agua y crudo encontrando que el polímero posthidrolizado afecta en mayor grado la calidad del agua y el copolimerizado la calidad del crudo, sin embargo, el rompedor directo y el humectante de sólidos favorecen la resolución adecuada de la emulsión.

Se determinó que para el campo en estudio teniendo presente la ingeniería de procesos y diseño de la facilidad, lo recomendable sería la inyección de un polímero sintetizado por copolimerización, aunque afecta en mayor la calidad del crudo, una sinergia entre los aditivos de tratamiento químico y el adecuado manejo de condiciones operativas como tiempos de residencia, temperaturas, caudales, garantizarían el éxito en la cadena de producción.

No es recomendable el uso de polímero posthidrolizado debido al efecto sobre la calidad y la carencia de tiempos de residencia en el agua, que impiden garantizar los parámetros de calidad del efluente.

El polímero *HPAM* según sus vías de polimerización evaluadas no modifica la tendencia emulsionante en la fase acuosa, debido a que la estabilidad del contenido de hidrocarburos se debe al aceite disperso que no logro vencer la barrera electrostática y aglomerarse, debido a la compatibilidad entre el polímero *HPAM*, la tendencia catiónica del agua y las cargas iónicas de los aditivos para tratamiento de agua.

Se logra determinar que el polímero afecta directamente la mojabilidad de los sólidos en la fase oleica y es en presencia de humectante que se logra repararla y adquirir nuevamente su carácter hidrofílico, separándolos del aceite y favoreciendo la inestabilidad de las emulsiones directas.

Se caracterizaron las emulsiones inversas y se encontró que los polímeros tipo *HPAM* sintetizados por posthidrólisis impactan en mayor grado la velocidad de separación de fases debido a que tiene un mayor peso molecular de alrededor de 22 millones respecto al sintetizado por copolimerización con un peso molecular de 20 millones de Dalton por ende una mayor viscosidad.

La fase oleica se ve más afectada por el polímero sintetizado por vía de copolimerización favoreciendo levemente la estabilidad de las emulsiones agua en aceite y el cambio en la mojabilidad de los sólidos haciéndolos más hidrofóbicos respecto al posthidrolizado.

La compatibilidad con rompedor directo y humectante de sólidos favorece la ruptura de la emulsión generada por influencia de polímeros *HPAM* de las dos vías de polimerización evaluadas.

Se encontró que en presencia de polímero *HPAM*, los crudos presentan una tendencia moderada a formar *Sludge* con aditivos como rompedor inverso, inhibidores de scale y corrosión que migran a las interfases agua aceite estabilizando emulsiones principalmente en los sintetizados por copolimerización.

Se determinó que los polímeros tipo *HPAM* evaluados tanto por posthidrólisis como por copolimerización inhiben la acción de los productos sintetizados para mitigar efectos de corrosión e incrustaciones

Se evidenció que el incremento en el pH de la fase acuosa favorece la tendencia a formación de escalas y precipitación de sólidos.

7. Recomendaciones

Implementar la inyección de un polímero sintetizado por posthidrólisis resulta más conveniente para las condiciones tanto físicas como químicas del campo evaluado debido a que este afecta en menor grado la calidad de los fluidos.

Se recomienda evaluar el tipo de carga que aporta las gotas de solución polimérica sobre la fase oleica con el fin de poder evaluar inhibidores de tipo anódicos, catódicos o duales que no modifiquen la tendencia emulsionante sobre la fase oleica.

Evaluar tanto la viscosidad del agua como la del crudo a diferentes temperaturas y efectos de corte, con el fin de definir si la reología del fluido en presencia de polímeros *HPAM* varía entre un fluido newtoniano y uno no newtoniano que ayude a determinar si la viscosidad puede favorecer la estabilidad de emulsiones o simplemente ofrece resistencia en la velocidad de sedimentación de los fluidos.

Evaluar el ángulo de contacto de los sólidos para definir si la tendencia de estos estabilizar el tipo de emulsión en la que se mantienen suspendidos y si el efecto del cambio de mojabilidad es debido al cambio en el ángulo de contacto.

Evaluar el comportamiento de la viscosidad interfacial para determinar si el contacto de los polímeros *HPAM* favorece la inversión del tipo de emulsión formada.

Estudiar si el polímero *HPAM* puede generar un efecto estérico sobre las moléculas estabilizadoras de emulsiones, es decir, si estas se pueden estar protegiendo por grupos funcionales con carga eléctrica opuesta favoreciendo la estabilidad de la emulsión ya sea en sólidos, asfaltenos, productos de corrosión etc,

Se recomienda evaluar por Turbiscan la inestabilidad de tendencias emulsionantes sobre la fase acuosa.

Referencias Bibliográficas

- Agarwal, A., Parsons, J., (2011). Commercial Structures for Integrated CCS-EOR Projects. *Elsevier – ScienceDirect*, 4, 5786-5793.
- Al-Kalbani, A., Mandhari, M., Al-Hadhrami, H., Philip, G., Nesbit, J., Gil, L., y Rowalt, J., (1973). A Case History of Polymer Waterflooding Brelum Field Unit. Society of Petroleum Engineers. SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia held in Muscat, Oman SPE 169718 – MS. Llevado a cabo en Muscat, Oman.
- Al-Kalbani, A., Chandan, T., Saqri, K., Ravula, C., Choudhuri, B., Hashmi, K. (2014). Solvent stimulation to restore productivity of polymer pattern producer wells - a case study. Society of Petroleum Engineers. SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia - SPE-169714. Llevado a cabo en Muscat, Oman.
- Practica recomendada API RP 42. (1990). Laboratory testing of Surface active agents for well stimulation. Ciudad: Dallas TX. American petroleum institute.
- Aranberri I., Binks B., Clint J., Fletcher P., (2006). Elaboración y caracterización de emulsiones estabilizadas por polímeros y agentes tensioactivos. *Revista iberoamericana de polímeros*. 7(3).
- Argillers J., Dalmazzone C., Henaout I., Mouazen M., Boufarguine M.(2013), Methodological approach for analyzing the impact of chemical EOR on Surface processes. Society of Petroleum Engineers. Symposium on oilfield chemistry - SPE-164098. Llevado a cabo en Texas, USA.
- Ashoori S., Sharii M., Masoumi M., y Mohammad M., (2016), The relationship between SARA fractions and crude oil stability. *Elsevier – ScienceDirect*, 26, 209-213.
- Norma ASTM D-4007. Standard test method for water and sediment in crude oil by the centrifuge method. American Society of Testing Materials.

- Norma ASTM D-96. Standard test method for water and sediment in crude oil by the centrifuge method. *American Society of Testing Materials*.
- Bartz, D. y Gotterba, J., (2015). Results of the field operation of a distributed-flux burner in a heater treater in a Northern Canada heavy oil field: Thermal performance and firetube life. *Oil and gas facilities*.
- Baldygin, A., Nobes, D., Mitra, S., (2014). Water-alternate-emulsion (WAE): A new technique for enhanced oil recovery. *Journal of petroleum Science and Engineering –Elsevier*, 121, 167-173.
- Berdugo, C., Sen, A., Seyyedi, M., Quintero, H., Neil, B., Gieg, L., (2019) High temperature utilization of PAM and HPAM by microbial communities enriched from oilfield produced water and activated sludge. *AMB Express* 9,46
- Bohorquez E., (2014) Polyelectrolyte formulation and microscopy using turbiscan, focused on breach of inverse emulsion. *Revista ambiental*. ISSN 1900-9178 5(1)
- Cao, Y., Liu, D., Zhang, Z., Wang S., Wang, Q y Xia, D., (2012). Steam channeling control in the steam flooding of super heavy oil reservoirs, Shengli Oilfield, *Petroleum Exploration and Development – ScienceDirect*, 39(6), 785–790.
- Chauveteau, G., Combe, J., Dong, H. (1968). Preparation of two polymer pilot tests I Daqing oil field. *Society of petroleum engineers, SPE EOR meeting on petroleum engineering*. SPE 17632. Llevado a cabo en Tianjin,China.
- Chávez G., Parra I., Luzardo M., Bravo B., Delgado N., Márquez N., (2014). Influence of the formulation variables on the viscosity of anionic surfactant-oil-water emulsions. *SCIELO*, vol.37 no.2 São Paulo.

- Christopher, C., Clark, T., y Gibson, D., (1988). Performance and Operation of a Successful Polymer Flood in the Sleepy Hollow Reagan Unit. Society of Petroleum Engineers, SPE/DOE Enhanced oil recovery symposium SPE 17395. Llevado a cabo en Tulsa, Oklahoma.
- Chuiza M., Rivera Y., Ramirez J. y Gardenia H., (2018). Estudio experimental de la deshidratación de un crudo mediano usando extractos de hojas de mora y corteza de pino. Ciencia e Ingeniería, Universidad de los Andes. 39 (3)
- Delamaide E. (2014), Polymer flooding of heavy oil from screening to full -field, extensions. Society of Petroleum Engineers. SPE heavy oil conference. SPE 171105 – MS. Llevado a cabo en Medellín, Colombia.
- DeHekker, T. G., Bowzer, J. L., Coleman, R. V., & Bartos, W. B. (1986). A Progress Report on Polymer-Augmented Waterflooding in Wyoming. North Oregon Basin and Byron Fields. Society of Petroleum Engineers. SPE/DOE symposium on enhanced oil recovery of the society of petroleum engineers and the department of energy. SPE/DOE 14953. Llevado a cabo en Tulsa.
- Espinosa, C., Torres, K., (2015). Recovery techniques in light, heavy and extra-heavy oil reservoirs.
- Fink J., (2015), Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids (Second Edition), Gulf Professional Publishing, 255-278.
- Forero (2019). Tratamiento de crudo y aguas de producción, Maestría en ingeniería de petróleo y gas. Universidad industrial de Santander.
- Giodani S., Gonzales L., Morales A., Quijano J., y Tejada A., (2008), Factibilidad del uso de polímeros para la clarificación del agua potable en la ciudad de Mérida. Revista Científica Juvenil. ISSN 1316-9505 (7)8. 97-108

- Geremia, G. y Bennetzen, M., (2016). An Operational Workflow for EOR Polymer Trials. Society of Petroleum Engineers - SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Llevado a cabo en Muscat, Oman.
- Hamouda, A., y Tabrizy, V., (2013). The effect of light gas on miscible CO₂ flooding to enhance oil recovery from sandstone and chalk reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering - Elsevier*, 108, 259–266.
- Hajivand y Vaziri (2013), The efecto flight gas on miscible CO₂ flooding to enhance oil recovery from sandstone and chalk reservoirs. Elsevier, 108,259-266.
- Jiménez, R., Castro, R., Maya, G., Pérez, R., Delgadillo, C., García, H., León, J., Cárdenas, F., (2017). Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia. Congreso Colombiano del Petróleo organizado por ACIPET Llevado a cabo en Bogotá, Colombia.
- Jones, T.J., Neustadter, E.L., and Wittingham, K.P.(1978).Water-in-Crudeoil Emulsion Stability and Emulsion Destabilization by Chemical Demulsifiers. *J. Cdn. Pet. Tech.* 100–108.
- Kokal S y Aramco S. (2002), Crude-Oil Emulsions: A State-Of-The-Art Review. SPE Annual technical conference and exhibition. SPE 774797.
- Kimble O., Reed L. y Silberberg H. (1966). Physical Characteristics of Natural Films Formed at the Crude Oil/water Interfaces,” *JPT*. 153–165.
- Levine, S. and Sanford, E.: “Stabilization of Emulsion Droplets by Fine Powders,” *Cdn. J. Chemical Engineering* (1985) 62, 258–268

- Liu, Z., Jessen, K., y Tsotsis, T., (2011). Optimization of in-situ combustion processes: A parameter space study towards reducing the CO₂ emissions. *Chemical Engineering Science - Elsevier*, 66, 2723–2733.
- Lucas, E., Mansur, C., Spinelli, L., y Queirós, Y., (2009). Polymer science applied to petroleum production. *Pure Appl Chem*, 81, 476-494.
- Manrique, E., Ahmadi, M., Samani, S., (2017). Historical and recent observations in polymer floods: An update review. *Ciencia, tecnología y future CT&F*, 6(5), 17-45.
- Mokhtari, R., Ashoori, S., Seyyedattar, M., (2014). Optimizing gas injection in reservoirs with compositional grading: A case study. *Journal of petroleum Science and Engineering – Elsevier*, 120, 225-238.
- Narváez G., Piña N., Bravo G., Barreto C., Martínez L., Osorio G., Ysambet F., Campo W., Morron V., Reyes R., (2019). Caracterización de sólidos de rípios petrolizados por microscopía de barrido electrónico: efecto en la deshidratación del petróleo. *Acta microscópica*. 18 (2), 116-123.
- Noboa G., Márquez. L y López J., (2017) Tamaño de gota: Factor determinante sobre la velocidad de clarificación de una emulsión o/w. *Ciencia e ingeniería*. 38 (3).
- Norma NACE RP0775. Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations. NACE International.
- Oil field glossary, Amina cuaternaria, recuperado de:
https://glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/q/quaternary_amine.aspx Oil field glossary,
inhibidor de scale, recuperado de
https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/s/scale_inhibitor.aspx

- Olajire, A., (2014). Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges. *Energy - Elsevier*, 77, 963–982.
- Peña, A., Wyke, S., Brooke N., Duarte, R., (2014). Factors influencing recovery and restoration following a chemical incident. *Journal of petroleum Science and Engineering – Elsevier*, 72, 98-108.
- Pitts, M., Campbell, T., Surkalo, H., Y Wyatt, K., (1995). Polymer Flood of the Rapdan Pool, Saskatchewan, Canada. Society of Petroleum Engineers – SPE EOR symposium on improved oil recovery SPE 27820. Llevado a cabo en Tulsa.
- Reyes P. y Di Scipio S., (2012). Caracterización físico-química de emulsiones de aceite de maíz en agua. *Revista de la facultad de ingeniería UCV* 27(1). 56-69
- Rowalt, R., (1973), A case history of polymer waterflooding – Brelum field unit. Society of petroleum engineers, SPE EOR meeting on petroleum engineering SPE 4671 – MS. Llevado a cabo en Dallas, Texas.
- Beber, A., Lopez, O.,Moreira, P., Zapata, L., Aguas industriales (Abril, 2020). Solenis strong bonds, trusted solutions, Simposio llevado a cabo en Colombia.
- SENA., Operación de sistemas de potabilización de agua (May0, 2020). Bucaramanga, Colombia.
- Sen, R. (2008). Biotechnology in petroleum recovery: The microbial EOR. *Progress in Energy and Combustion Science, Journal of petroleum Science and Engineering – Elsevier*, 34, 714–724.
- SNF Floerger, (2004), Flopaam for enhanced oil recovery. *Oil-EOR Handbook ESP*.SNF Floerger.
- SNF Floerger. (2014). Sulfonated Co-Polymers - EOR 101. *Oil-EOR Handbook ESP*.
- SNF Floerger (2012). Enhancing polymer flooding performance. *Oil-EOR Handbook ESP*.
- SNF Floerger. (2016). Geología del petróleo - EOR 101. *Oil-EOR Handbook ESP*.

- Shupe R.,(1981) Chemical Stability of Polyacrylamide Polymers. Society of Petroleum Engineers – Conoco Oil..
- Standnes, D., Skjevrk I., (2014). Literature review of implemented polymer field projects. Journal of petroleum Science and Engineering - Elsevier, 122, 761-775.
- Sheng, James. Modern Chemical enhanced oil recovery, theory and practice. Journal of petroleum Science and Engineering – Elsevier.
- Sheng, J., Leonhardt, B., y Azri, N. (2015). Status of Polymer-Flooding Technology. Society of Petroleum Engineers – SPE 174541. Llevado a cabo en Oman.
- Tambe, D., y Sharma, M., (1993) Factors Controlling the Stability of Colloid-Stabilized Emulsions,J. of Colloids and Interface Science No. 157, 244–253
- Tarek, A., (2001). Reservoir engineering handbook, Houston, Texas: Editorial Gulf. Professional publishing.
- Thomas A., Gaillard N., y Favero C., (2013). Some Key Features to Consider When Studying Acrylamide-Based Polymers for Chemical Enhanced Oil Recovery. Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies nouvelles.
- Tolosa I.,(2016). Emulsiones estabilizadas con partículas, emulsiones de pickering, FIR
- Utria, L., (2017). Caracterización fisicoquímica y evaluación de un rompedor de emulsiones agua/aceite para el tratamiento químico de aplicación en campo petrolero (Tesis de maestría). Universidad de Cartagena. Cartagena, Colombia.
- Vanegas C., Buendía H. y Carrillo L., (2016), Evaluación y selección de un inhibidor multiscale para prevenir la formación de incrustaciones inorgánicas en un campo petrolero colombiano. Revista fuentes 14(2), 111-120.

Wang y Alvarado (2012). Effects of Aqueous-Phase Salinity on Water-in-Crude Oil emulsion Stability. *Journal of Dispersion Science and Technology*, (42). 37-41.

Willhite, P., Green D., (1998), Enhanced oil recovery, 6. Richardson, Texas: SPE Textbook Committee.

Apéndices

Anexo 1. Diagrama facilidad campo en estudio.

