

**ANÁLISIS DEL IMPACTO DE HPAM (*PARTIALLY HIDROLYZED
POLYACRYLAMIDE*) EN EL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA
DURANTE LOS PROCESOS MADUROS EN RECOBRO QUÍMICO**

PAOLA ANDREA MORALES MANÁ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2016

**ANÁLISIS DEL IMPACTO DE HPAM (*PARTIALLY HIDROLYZED
POLYACRYLAMIDE*) EN EL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA
DURANTE LOS PROCESOS MADUROS EN RECOBRO QUÍMICO**

PAOLA ANDREA MORALES MANÁ

**Trabajo presentado como requisito para
Optar el título de Ingeniero Químico**

Director

**Samuel Fernando Muñoz Navarro
MSc. Ingeniería de Petróleos**

Codirectores

**Ph. D Gustavo Emilio Ramírez Caballero
MSc. John Pinto Carvajal**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

A:

*Dios, por guiarme, cuidarme, enseñarme su gran amor y acompañarme
a lo largo de este hermoso proceso.*

*Mis padres Héctor y Alba por su gran amor y su incondicional apoyo
a lo largo de mi vida, por ser mi gran admiración y mi ejemplo a seguir.*

Mi amor por ustedes es muy grande.

*Mis hermanos Andrés y Jime por su compañía, amor, risas
por ser el mejor regalo que Dios y mis padres me dieron.*

Mi amor por ustedes es muy grande.

*John, por ser el mejor cómplice que Dios me regaló,
por tu gran amor hacia conmigo.*

*A ti, por tu valiosa ayuda en cada etapa
en mi vida y mi amor hacia ti crece día a día.*

*A mis amigos y amigas por las experiencias vividas
a lo largo de la Universidad. En especial a las niñas
(Carito, Erika, Paito, Shir, Aleja, Lili, Ingrid D e Ingrid C)
por ser las amigas que toda mujer desearía tener. Las quiero mucho.*

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander por permitirme ser parte de esta gran institución y desarrollar las bases conceptuales en la ejecución de mi profesión como Ingeniera Química.

Al Ingeniero Samuel Fernando Muñoz Navarro, por su confianza, apoyo y amable colaboración durante el desarrollo de esta investigación.

Al Ph.D Gustavo Emilio Ramírez y a su grupo de investigación de Polímeros por recibirme con los brazos abiertos en la fase experimental de esta investigación y sus valiosos aportes en el desarrollo de este trabajo.

Al Ingeniero John Pinto Carvajal, por la confianza, apoyo y colaboración incondicional en la realización de este proyecto y sus valiosos aportes académicos.

Al Ingeniero Luis Arturo Maná Sánchez, por su colaboración y valiosos consejos e importante orientación a lo largo de este proyecto.

Al Ingeniero Mario Torres López, por sus valiosos aportes académicos y su colaboración en fase experimental de este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	13
1 METODOLOGÍA.....	18
1.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	18
1.2 CARACTERIZACIÓN DE PROPIEDADES FÍSICOQUÍMICAS	19
1.3 PRUEBAS PRELIMINARES	19
1.3.1 Diseño de experimentos	19
1.3.2 Pruebas de botellas en blanco.....	19
1.4 DILUCIÓN DEL POLÍMERO	20
1.5 DEGRADACIÓN MECÁNICA DEL POLÍMERO	21
1.6 PRUEBAS DE BOTELLAS	22
2 ANALISIS DE RESULTADOS	23
2.1 PRUEBAS EN BLANCO	23
2.2 EFECTO DEL POLÍMERO SOBRE EL PROCESO DE SEPARACIÓN	27
2.2.1 Polímero de bajo peso molecular 500 ppm.....	31
2.2.2 Polímero de bajo peso molecular 1500 ppm.....	33
2.2.3 Polímero de alto peso molecular.....	35
3 CONCLUSIONES.....	38
4 RECOMENDACIONES.....	39
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	40
BIBLIOGRAFÍA	42
ANEXOS	45

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Expansión del polímero diluido a través del yacimiento.....	14
Figura 2. Estructura molecular del HPAM	14
Figura 3. Compuestos de la emulsión	16
Figura 4. Emulsión (W/O) y (O/W).....	17
Figura 5. Descripción global del proceso	18
Figura 6. Degradación polímero a escala laboratorio.....	21
Figura 7. Prueba de botella sin polímero con corte de agua del 10%.....	24
Figura 8. Efecto del desémulsificante	25
Figura 9. Prueba de botella sin polímero con corte de agua del 30%.....	26
Figura 10. Prueba de botella sin polímero con corte de agua del 50%.....	26
Figura 11. Modelo para cálculo de tasa de corte durante la agitación.	28
Figura 12. Tasas de corte presentes durante la formación de la emulsión.....	29
Figura 13. Pruebas de botella Polímero BPM a 500 ppm y 10% de corte de agua	31
Figura 14. Pruebas de botella Polímero BPM a 500 ppm y 30% de corte de agua	32
Figura 15. Pruebas de botella Polímero BPM a 500 ppm y 50% de corte de agua	32
Figura 16. Pruebas de botella Polímero BPM a 1500 ppm y 10% de corte de agua	34
Figura 17. Pruebas de botella Polímero BPM a 1500 ppm y 30% de corte de agua	34
Figura 18. Pruebas de botella Polímero BPM a 1500 ppm y 50% de corte de agua	35
Figura 19. Polímero de APM concentración a 500 ppm con corte de agua 10%.....	36
Figura 20. Polímero APM concentración a 500 ppm con corte de agua 30%.....	36
Figura 21. Polímero APM concentración 500 ppm con corte de agua 50%.....	37
Figura 22. Esfuerzo cortante Vs Tasa de corte, Polímero BPM a 500 ppm.....	50
Figura 23. Esfuerzo cortante Vs Tasa de corte, Polímero BPM a 1000 ppm.....	50
Figura 24. Esfuerzo cortante Vs Tasa de corte, Polímero BPM a 1500 ppm.....	50
Figura 25. Esfuerzo cortante Vs Tasa de corte, Polímero APM a 500 ppm.....	51
Figura 26. Esfuerzo cortante Vs Tasa de corte, Polímero APM a 1000 ppm.....	51
Figura 27. Esfuerzo cortante Vs Tasa de corte, Polímero APM a 1500 ppm.....	51
Figura 28. Pruebas de botella Polímero BPM a 1000 ppm y 10% de corte de agua	53
Figura 29. Pruebas de botella Polímero BPM a 1000 ppm y 30% de corte de agua	53
Figura 30. Pruebas de botella Polímero BPM a 1000 ppm y 50% de corte de agua	54

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Variables de influencia	19
Tabla 2 Condiciones de operación.....	20
Tabla 3. Prueba de Botella sin polímero corte de agua 10%	23
Tabla 4. Polímero Degradado Bajo Peso Molecular a 500 ppm	29
Tabla 5. Polímero Degradado Bajo Peso Molecular a 1000 ppm	30
Tabla 6. Polímero Degradado Bajo Peso Molecular a 1500 ppm	30
Tabla 7. Análisis SARA del crudo de un campo colombiano	45
Tabla 8. Propiedades fisicoquímicas del Agua de Producción.....	46
Tabla 9. Propiedades Fisicoquímicas del Polímero de Bajo Peso Molecular	46
Tabla 10. Propiedades Fisicoquímicas del Polímero de Alto Peso Molecular	46
Tabla 11. Prueba de botella sin polímero corte de agua 30%.....	52
Tabla 12. Prueba de botella sin polímero corte de agua 50%.....	52

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Caracterización de las propiedades fisicoquímicas	45
Anexo B. Metodología para la dilución del polímero, según Norma API RP 63.....	47
Anexo C Cálculos para el diseño de la degradación mecánica del polímero.....	49
Anexo D. Gráficas de Esfuerzo Cortante Vs tasas de corte.....	50
Anexo E. Datos Pruebas en Blanco	52
Anexo F. Resultados experimentales prueba de botellas Polímero BPM concentración 1000 ppm.	53

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DEL IMPACTO DE HPAM (*PARTIALLY HIDROLYZED POLYACRYLAMIDE*) EN EL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA DURANTE LOS PROCESOS MADUROS EN RECObRO QUÍMICO*

AUTOR: PAOLA ANDREA MORALES MANÁ**

PALABRAS CLAVES: HPAM, Polymer Flooding, Recobro Químico, desemulsificante, prueba de botellas, emulsión, crudo, Agua de Producción.

DESCRIPCIÓN:

El objetivo principal de esta investigación es analizar el impacto del HPAM en el sistema de tratamiento de agua durante los procesos de recobro mejorado mediante técnicas de recobro químico. En primera instancia se describe un marco conceptual sobre el yacimiento, técnicas de recobro mejorado, emulsiones e introducción sobre polímeros utilizados en este tipo de procesos.

Posteriormente, se describe la metodología implementada durante el desarrollo de esta investigación, enfatizando los procedimientos en: pruebas preliminares, dilución del polímero HPAM, implementación del sistema de degradación mecánica a escala laboratorio del polímero y pruebas de botellas con presencia de polímero de alto peso molecular y bajo peso molecular diluido a diferentes concentraciones.

Una vez realizadas las pruebas de botellas con presencia de polímero diluido se procede a realizar un análisis comparativo con las pruebas preliminares. Lo anterior se realiza para evaluar el impacto y la eficiencia que tiene el desemulsificante en el rompimiento de la emulsión formada. A partir de los análisis obtenidos se pudo concluir que la presencia de polímero diluido afecta la formación de emulsión entre el crudo y la solución polimérica; no obstante, una vez formada la emulsión, esta se vuelve estable y difícil de separar.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Director M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Codirectores: PhD. Gustavo Emilio Ramírez Caballero, M.Sc. John Pinto Carvajal.

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF THE IMPACT OF HPAM (PARTIALLY HYDROLYZED POLYACRYLAMIDE) IN WATER TREATMENT SYSTEM DURING MATURE EOR CHEMICAL PROCESSES*

AUTHOR: PAOLA ANDREA MORALES MANÁ**

KEYWORDS: HPAM, polymer flooding, Chemical Recovery, demulsifier, bottle test, emulsion, oil, Production Water.

DESCRIPTION:

The main objective of this research is to analyze the impact of HPAM in the water treatment system for enhanced recovery processes using chemical techniques. In the first instance a conceptual framework on the reservoir, enhanced oil recovery techniques, emulsions and introduction of polymers used in this type of process are described.

Subsequently, the methodology implemented during the development of this research is described, emphasizing in procedures as: preliminary bottle tests, HPAM polymer dilution, implementation of lab scale mechanical degradation system for the polymer and polymer bottle tests for high and low molecular weight polymers diluted at different concentrations.

Once the bottle tests are performed in presence of dilute polymer, it proceeds to make a comparative analysis against the preliminary tests. The above is performed in order to evaluate the demulsifier impact and efficiency in breaking the emulsion. From the obtained results, it was possible to concluded that the presence of diluted polymer affects emulsion formation between the crude and the polymer solution; however, once this emulsion is formed, it becomes stable and it is difficult to break.

* Undergraduate Project

** Faculty of Physic and Chemical Engineering. Chemical Engineering School. Director. M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-directors: PhD. Gustavo Emilio Ramírez Caballero y M.Sc. John Pinto Carvajal.

INTRODUCCIÓN

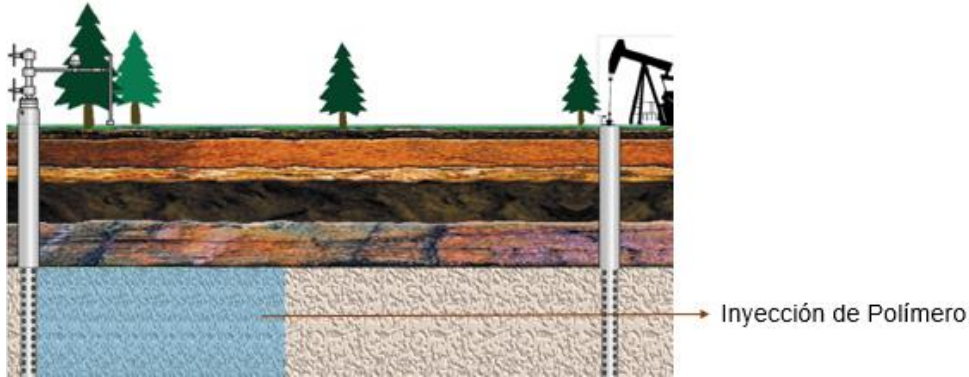
Actualmente muchos campos de petróleo están en su fase madura de producción [1]. Para reactivar la etapa productiva del campo, se han implementado métodos de Recobro Mejorado o EOR por sus siglas en inglés, que consisten en un conjunto de procesos y técnicas a nivel de yacimiento, donde las propiedades fisicoquímicas del medio poroso y/o fluido son alterados [2], con el fin de recuperar un porcentaje adicional de crudo que se encuentra atrapado en el yacimiento, el cual no se ha podido extraer por medio de técnicas convencionales.

Los métodos de Recobro se dividen en tres grandes grupos los cuales están conformados por: Recobro primario, Recobro Secundario y Recobro terciario; el recobro primario utiliza los recursos naturales que se encuentran disponibles en el yacimiento y no utiliza la inyección de fluidos externos, el recobro secundario emplea la inyección de fluidos externos como el agua o gas y el recobro terciario se caracteriza por la inyección de fluidos químicos, gases miscibles y energía térmica [3].

La inyección de fluidos químicos o Recobro Mejorado químico (CEOR) como actualmente se conoce, comprende un conjunto de técnicas que consiste en aumentar la viscosidad del agua de formación por medio de la inyección de una solución polimérica sola o combinada con otras sustancias químicas [4]. La función principal del CEOR es mejorar la eficiencia de barrido en el yacimiento y proporcionar un control de movilidad entre el agua y los hidrocarburos, como se puede observar en la Figura 1.

Actualmente del 100% de los proyectos de EOR alrededor del mundo el 11% corresponde a CEOR [5]. Como consecuencia de lo anterior, CEOR ha desarrollado diferentes procesos que se clasifican en: Polymer Flooding (P), Sufactant – Polymer (SP) y Alkali Surfactant Polymer (ASP) [6]. Cada uno cumple una función específica dependiendo de las características y propiedades del yacimiento.

Figura 1. Expansión del polímero diluido a través del yacimiento



Fuente: PINTO. John. Fundamentos básicos en Recobro Químico. Curso. 2016. Modificado por autor.

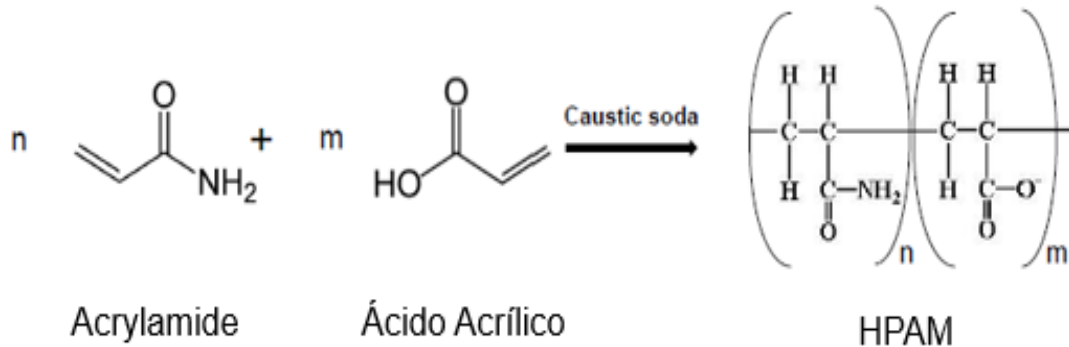
Polymer Flooding (P) es el proceso químico actualmente más utilizado en la industria por su bajo costo y alta eficiencia en los procesos de recuperación. Esta técnica emplea varios polímeros que han sido desarrollados para ser empleados en diferentes condiciones y necesidades de operación. Los tres polímeros más usados son: Xanthan gum, Guar gum y Partially Hidrolized Polyacrylamide (HPAM) [7] utilizado para esta investigación.

HPAM, polímero sintético aniónico descendiente de la Acrylamide (PAM) en su estado natural, es no iónico; comercialmente es poco conocido y utilizado en comparación a su descendiente. La Acrylamide, la cual posee baja solubilidad en agua, es altamente sensible a las degradaciones mecánicas, térmicas y químicas [8]. La hidrólisis del PAM consiste en convertir algunos grupos de la amida (CONH_2) a grupos carboxilos (COO^-) con la función de formar cargas negativas [3] como se puede observar en la Figura 2; el grado de hidrólisis es utilizado para mejorar algunas propiedades como la viscosidad, solubilidad y de adsorción en el agua [9].

El grado de hidrólisis del HPAM comercial está en el rango de 15% - 35% [10], lo que significa que si se encuentra fuera de este rango las propiedades del polímero no son las adecuadas para ser utilizado en CEOR. Cuando el HPAM posee un grado de hidrólisis menor al 15% el polímero incrementa su viscosidad y su estabilidad,

pero su adsorción se disminuye afectando su solubilidad en agua; al poseer un grado de hidrólisis alrededor del 40% se presenta disminución en la viscosidad y en su estabilidad, afectando a sus propiedades reológicas y aumentando su sensibilidad a las degradaciones [11].

Figura 2. Estructura Química del HPAM



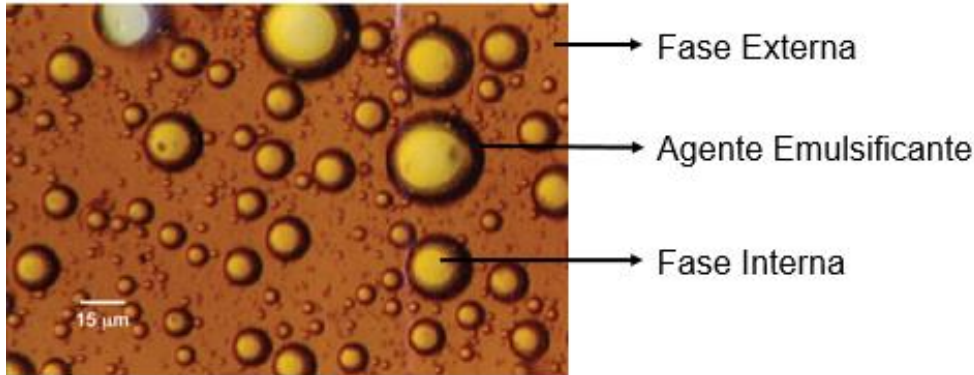
Fuente: WEVER, D; PICCHIONI, F y BROEKHUIS, A. Polymers for enhanced oil recovery: A paradigm for structure-property relationship in aqueous solution. Progress in Polymer Science 36. Elsevier.2011. Modificada por Autor.

El agua y el crudo presente en el yacimiento petrolero son fluidos que no se mezclan en sus estados naturales, los anteriores se conocen normalmente como fluidos inmiscibles. Para ser mezclados, se requiere de fuerzas externas como la agitación; a medida que el crudo y el agua son transportados a los pozos productores, las acciones de las bombas de subsuelo producen agitación generando emulsión entre ellos.

Las emulsiones termodinámicamente son inestables [12] lo que significa que su separación se realiza en corto tiempo por medio de la acción de la gravedad; los yacimientos petroleros poseen compuestos naturales como las resinas y asfáltenos los cuales afectan la agrupación de pequeñas gotas de agua o aceite produciendo emulsiones muy estables. En otras palabras, son emulsiones difíciles de separar por medio de la acción de la gravedad.

Una emulsión está conformada por tres compuestos: el primero, como fase interna o dispersa; segundo, la fase externa o continua y tercero, el agente emulsificante que es el encargado de estabilizar la dispersión de la fase interna a la fase externa. Lo anterior se puede observar con más detalle en la Figura 3

Figura 3. Compuestos de la emulsión



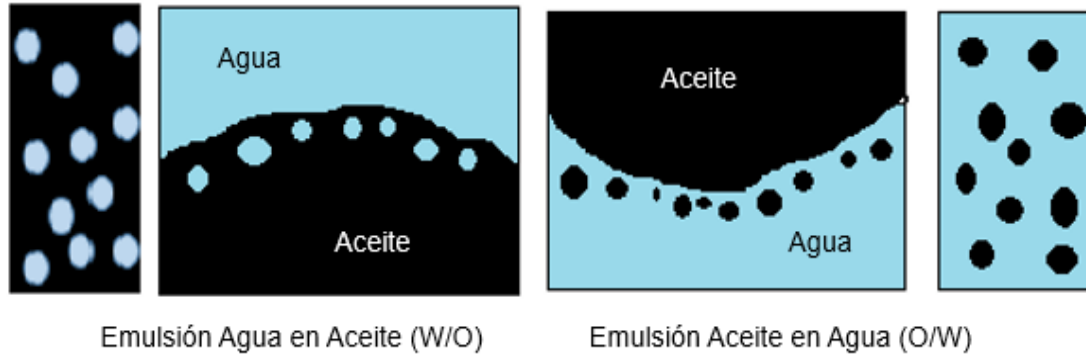
Fuente: PETROWIKI. Oil Emulsion. SPE. 1 julio 2015. Disponible en < <http://goo.gl/jmo37v>>. Modificada por autor.

Las emulsiones se clasifican en dos grandes grupos: Emulsiones directas (W/O) y emulsiones inversas (O/W) [13]. Las emulsiones directas o Water in Oil (W/O) poseen en su fase externa o continua el aceite y en su fase interna o dispersa el agua; estas corresponden al 90% de las emulsiones presentes en la industria petrolera. Las emulsiones inversas o Oil in Water (O/W) su fase externa corresponde al agua y su fase interna está conformada por el aceite [14]; lo anterior se observa en la Figura 4.

Para lograr una coalescencia en las gotas presentes en la fase dispersa se utilizan agentes desemulsificantes [15]. Estos tienen la función de mitigar el efecto del agente emulsificante. La selección del desemulsificante correcto empieza por pruebas de compatibilidad entre el crudo y la sustancia química. Después de seleccionado el desemulsificante se procede a seleccionar la dosis óptima para

lograr la mayor eficiencia de separación en la emulsión, esta prueba se conoce como Prueba de Botellas.

Figura 4. Emulsión (W/O) y (O/W)



Fuente: O, Rambeau., *et al.* A tool to tackle the challenges of the treatment of the back produced viscosifield water. International Petroleum Technology Conference. IPTC 17626. Modificada por autor.

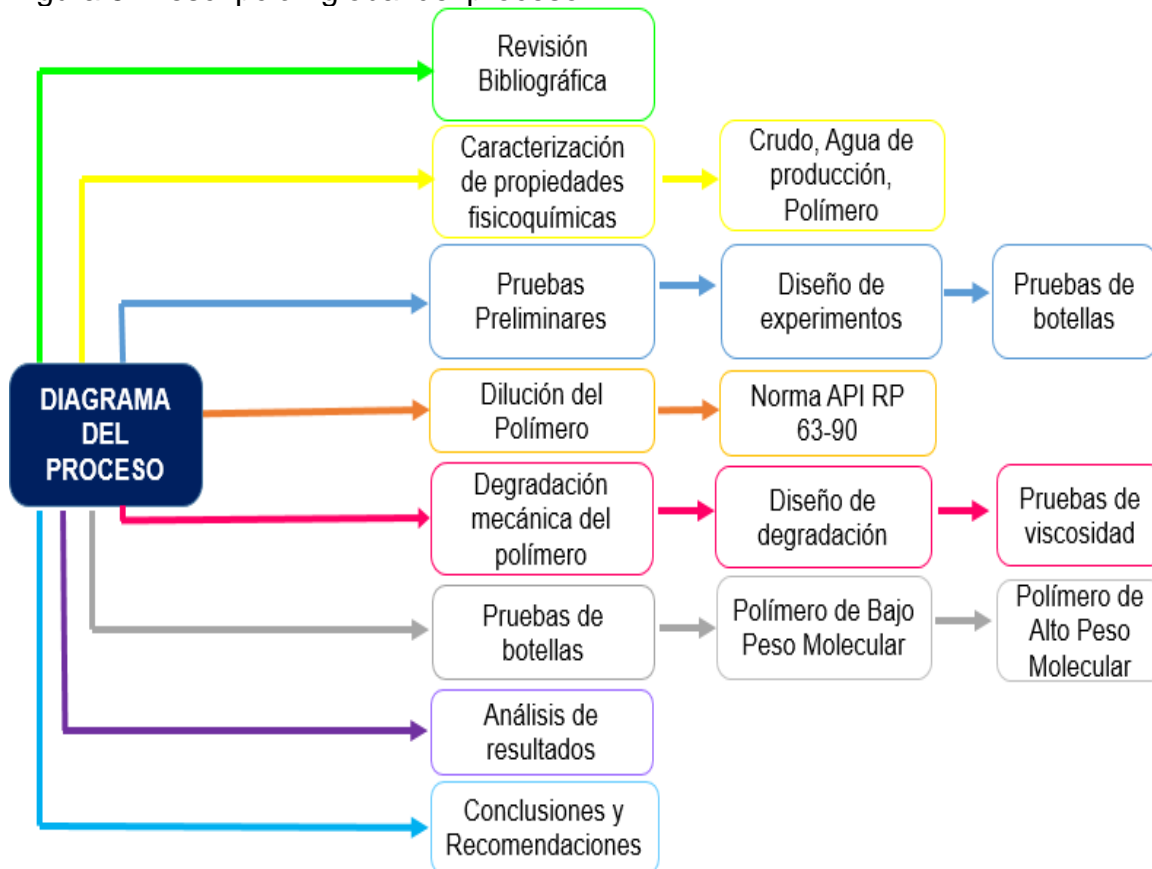
Esta investigación se planteó con el objetivo de analizar el impacto que tiene el HPAM en el sistema de separación y tratamiento de agua durante los procesos de recobro químico. Para lo cual se evalúa concretamente el impacto del polímero anteriormente mencionado y la eficiencia del desémulsificante utilizado para romper la emulsión; lo anterior se evalúa a través de la realización de pruebas de botellas bajo diversos escenarios.

La elaboración de este estudio es importante en la adecuación de las facilidades de producción actuales de aquellos campos donde se tenga planeado implementar esta técnica de recobro mejorado (campos como Yarigui Cantagallo, Caracara, San Francisco, entre otros), debido a que sus facilidades de producción sólo están acondicionadas para tratar emulsiones sin la presencia de polímero diluido, ya que actualmente la mayoría de esfuerzos se concentran en el diseño y adecuación de las sustancias químicas para su correcto desempeño en el yacimiento, dejando de lado el estudio del impacto de estas sustancias sobre las facilidades de superficie una vez estas atraviesen el yacimiento y vuelvan a superficie a través de los pozos productores.

1 METODOLOGÍA

La Figura 5 representa una descripción global de las etapas que se llevaron a cabo en la realización de esta investigación; posteriormente cada una de ellas serán explicadas con más detalle.

Figura 5. Descripción global del proceso



1.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Se basó en la consulta de bases de datos, libros, revistas, artículos científicos, normas (ASTM) y portales especializados en la industria petrolera acerca de información relacionada con los procesos CEOR y las propiedades fisicoquímicas del polímero HPAM utilizado para este estudio. Con base en la revisión bibliográfica se pudo determinar las condiciones de operación para las pruebas de botella,

fundamentos en la hidratación del polímero y las bases en el diseño del sistema de degradación mecánica del HPAM, el cual fue implementado en este proyecto a escala laboratorio.

1.2 CARACTERIZACIÓN DE PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS

En esta investigación se utilizó Crudo, Agua de Producción y Rompedor de Emulsión de un campo Colombiano; HPAM comercial de bajo peso molecular (10 - 12 MDa) y de Alto Peso Molecular (18 – 20 MDa), cada una de las descripciones fisicoquímicas se pueden observar en el **Anexo A**.

1.3 PRUEBAS PRELIMINARES

1.3.1 Diseño de experimentos

Se planteó un diseño experimental factorial múltiple con tres réplicas escogidas aleatoriamente por el programa STATGRAPHICS, en el cual las variables de influencia son: Salinidad del Agua de Producción, % del Corte de Agua; este corte representa la relación del contenido de agua en el crudo, Peso Molecular y la Concentración de cada polímero. Cada una de estas variables se pueden observar con más detalle en la Tabla 1.

Tabla 1 Variables de influencia

Salinidad [ppm]	Peso Molecular [MDa]	Concentración de Polímero [ppm]	Corte de Agua (%)
5.000 – 6.000	10 - 12	500	10
	18 - 20	1000	30
		1500	50

1.3.2 Pruebas de botellas en blanco

Las pruebas de botellas consisten en evaluar y determinar la concentración óptima de desémulsificante, el cual tiene la función de acelerar el proceso de coalescencia de las gotas para formar una separación eficiente en la emulsión en nuestro caso

entre el agua de producción sin polímero (Caso base) y crudo. En este estudio se establecieron las condiciones de operación que se pueden observar en la Tabla 2, las cuales se utilizaron para la preparación de una emulsión directa (W/O) con diferentes cortes de agua de 10%, 30% y 50% a escala laboratorio.

Tabla 2 Condiciones de operación

Condiciones de Operación	
Equipo	Agitador RZR 2041 Heidolph
Velocidad [rpm]	1100 - 1300
Tiempo [min]	30

De acuerdo a las condiciones presentadas en la tabla anterior se procede a preparar la emulsión, esta se realiza primeramente con un corte de agua del 10% lo que corresponde 10 mL de Agua de producción por cada 100 mL de emulsión a preparar, posteriormente se efectúa la prueba con un corte de agua de 30% y por último se trabaja con un corte de agua del 50%. Cada prueba de emulsión a realizar posee un volumen aproximado de 800 mL, la cual será vertida en botellas aforadas cada una con una capacidad de 100 mL y puestas a un baño de temperatura constante de 34°C durante 15 [min], transcurrido este tiempo las botellas son retiradas y posteriormente se realiza la dosificación de desemulsificante a diferentes concentraciones, finalmente son agitadas durante 5 [min] para obtener una distribución uniforme en la emulsión y posteriormente son llevadas de nuevo al baño de temperatura constante a la temperatura anteriormente mencionada.

1.4 DILUCIÓN DEL POLÍMERO

Para esta investigación se utilizó HPAM granulada de diferentes pesos moleculares; para su posterior dilución, manipulación y almacenamiento se consultó la norma API RP 63 90, la cual representa las condiciones prácticas y operacionales de los polímeros utilizados en los procesos de EOR. La metodología realizada en esta etapa se puede observar en el **Anexo B**.

1.5 DEGRADACIÓN MECÁNICA DEL POLÍMERO

El polímero diluido es degradado mecánicamente a través de su paso por las facilidades de inyección. En esta etapa de la investigación se llevó a cabo un diseño a escala de laboratorio para simular el paso del polímero a través de las tuberías de superficie, cabezal de pozo, tubing de inyección y perforaciones del Casing. Los cálculos realizados para el modelo de simulación se encuentran con más detalle en el **Anexo C**. Posteriormente, se midieron las propiedades reológicas del polímero antes de la degradación y después de la misma, lo anterior con el fin de determinar el cambio de viscosidad.

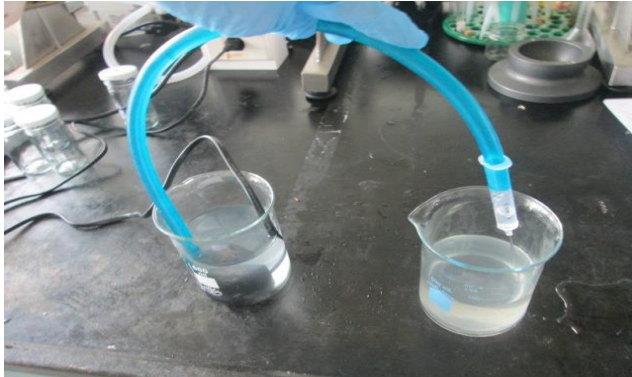
Al hacer los cálculos de flujo en las perforaciones del casing se puede concluir que las velocidades de corte o tasas de corte tiene un menor orden de magnitud que aquellas que se observan en superficie. En la Figura 6 se puede observar el montaje experimental utilizado para la degradación mecánica del polímero a escala laboratorio, el cual consta de una bomba de potencia de 5 W que maneja un caudal de 260 L/H (Litros/Hora) enviando la solución polimérica de un vaso precitado a otro, a través de una manguera la cual en su extremo tiene adaptado un orificio de 1 cm de diámetro dando como resultado una tasa de corte del mismo orden de magnitud a las que se presentan en las facilidades de inyección.

Para determinar el impacto de la degradación del polímero se realizaron pruebas reológicas al polímero diluido a diferentes concentraciones antes y después de ser degradado. Las pruebas reológicas se realizaron con un viscosímetro Fann, Modelo 35-A a temperatura de 23°C, temperatura de laboratorio.

En relación a los datos obtenidos en las pruebas reológicas de cada polímero diluido de A.P.M y B.P.M a concentraciones de 500, 1000 y 1500 ppm, se grafica para cada uno el Esfuerzo Cortante Vs Tasa de Corte (**Anexo D**), cuya tangente corresponde a la viscosidad aparente. A partir de lo anterior se puede observar que el Esfuerzo

cortante del polímero degradado es menor con relación al polímero sin degradar. En conclusión, el polímero diluido degradado es menos viscoso que el polímero sin degradar.

Figura 6. Degradación polímero a escala laboratorio



1.6 PRUEBAS DE BOTELLAS

Estas pruebas serán realizadas de acuerdo al protocolo llevado a cabo en las pruebas preliminares, la dilución del polímero se realizará en agua de producción y de acuerdo a los pasos presentados en el **Anexo B**. El polímero de APM y BPM se diluirán a concentraciones de 500 ppm, 1000 ppm y 1500 ppm; el corte de agua será de 10%, 30% y 50%. Para cada prueba se utilizarán 6 botellas aforadas cada una de 100 mL.

Las concentraciones de desemulsificante utilizadas por cada prueba serán: 25, 50, 100, 150, 200 y 250 ppm. Las cuales servirán para determinar la dosificación óptima en cada prueba de botella.

2 ANALISIS DE RESULTADOS

Tal como se describió anteriormente, el primer paso es el análisis del impacto sobre el sistema de separación agua – aceite. Consiste en determinar los requerimientos de desémulsificante para el agua de producción original (sin polímero) bajo diversos porcentajes o cortes de agua, con el fin de mostrar la evolución natural de un pozo: al inicio los pozos de petróleo producen poca agua, pero posteriormente el porcentaje de agua en relación al crudo se incrementa progresivamente.

2.1 PRUEBAS EN BLANCO

En esta investigación se ha decidido representar la evolución natural del pozo mediante cortes de agua de 10%, 30% y 50%, para lo cual se representan los resultados de la prueba con un corte de agua del 10%. De acuerdo a lo anterior se considera que de 100 mL de emulsión presente en cada botella 10 mL corresponden a agua y 90 mL representan al crudo. Las tablas de resultados correspondientes a los cortes de agua de 30% y 50% se encuentran en el **Anexo D**.

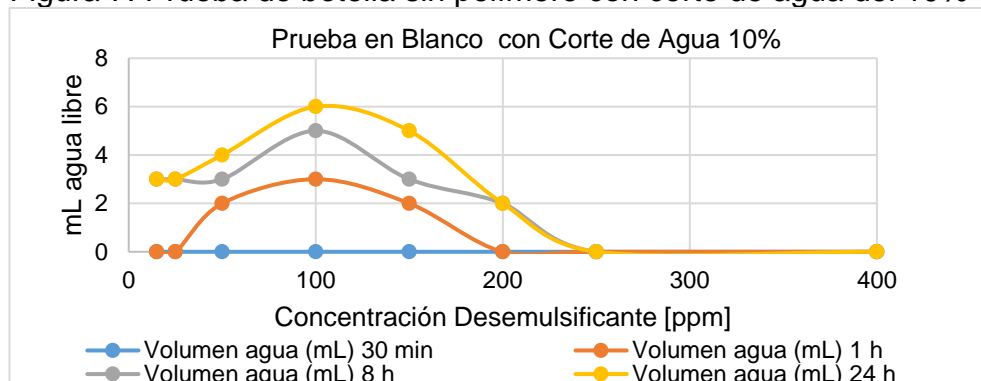
Tabla 3. Prueba de Botella sin polímero corte de agua 10%

Test blanco Corte de agua 10 %								
Número de botellas	8							
Ítem\Botella	1	2	3	4	5	6	7	8
Concentración Desémulsificante [ppm]	15	25	50	100	150	200	250	400
Volumen agua [mL] 30 min	0	0	0	0	0	0	0	0
Volumen agua [mL] 1 h	0	0	2	3	2	0	0	0
Volumen agua [mL] 3 h	2	2	2	3	3	2	0	0
Volumen agua [mL] 8 h	3	3	3	5	3	2	0	0
Volumen agua [mL] 24 h	3	3	4	6	5	2	0	0

Con base en Tabla 3 se puede observar que a bajas concentraciones de desemulsificante se produce una separación de agua correspondiente a 3 mL, sin embargo, una vez alcanzada una concentración de 100 ppm la separación de agua es máxima (6 mL), por lo cual esta prueba nos indica que para esta cantidad de agua de producción (sin polímero diluido) la concentración óptima de desemulsificante es 100 ppm. Es importante resaltar que para todos los casos se obtuvo un agua separada clara, con una interfaz fácilmente identificable entre el nivel de agua y el crudo, de igual forma no se observó ningún tipo de incompatibilidad o precipitación en ninguno de los casos.

Otra forma de identificar la concentración de desemulsificante óptimo es mediante un método gráfico. La Figura 7 muestra la evolución del agua libre en la botella para diferentes concentraciones a diferentes tiempos. Como puede apreciarse la concentración de 100 ppm de desemulsificante proporciona la mayor de agua separada de la emulsión, correspondiente a 6 mL, lo cual en este caso representaría el 60% del total de agua emulsionada.

Figura 7. Prueba de botella sin polímero con corte de agua del 10%

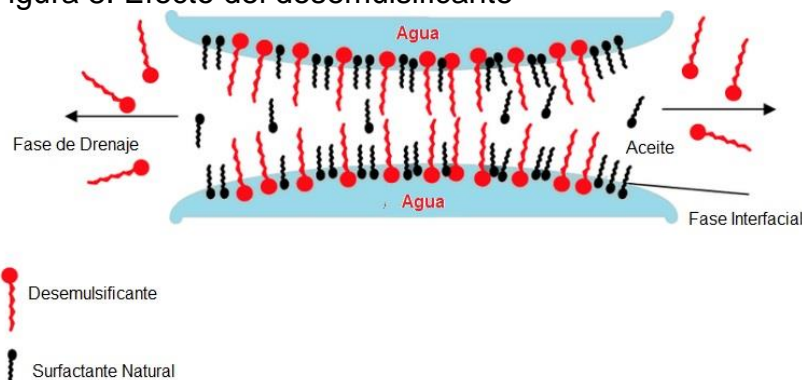


Por otro lado, se observan que, a concentraciones de desemulsificante excesivamente altas, el grado de separación entre el agua y el crudo presentes en la emulsión es mínima o nula. Esto ocurre debido a que cuando existe una excesiva

concentración de desemulsificante (surfactante) el rol del mismo se invierte y se comporta como un nuevo agente emulsificante (artificial).

La Figura 8 muestra el rol del agente desemulsificante en la interface entre gota y gota; las partículas negras representan el surfactante presente naturalmente en el crudo (agente Emulsificante), el cual impide que las dos gotas de agua se unan debido a la repulsión que se dan entre las colas del mismo (para este caso la cabeza del emulsificante es hidrofílica mientras que la cola es hidrofóbica). Una vez añadido el agente desemulsificante (rojo), este surfactante también se ubicará en la interface entre gotas de agua y crudo, neutralizando eléctricamente las cargas asociadas al agente natural.

Figura 8. Efecto del desemulsificante



Fuente: PETROWIKI. Crude Oil Emulsions. SPE. 23 de Junio del 2015. Disponible en < <http://goo.gl/vXjqE5>>

Debido a lo anterior, si se agrega una cantidad excesiva de desemulsificante a la emulsión, no solo se anularán las cargas asociadas al emulsificante natural, sino que se crearán otras (de carga contraria) debido al exceso de surfactante desemulsificante que al final tendrán el mismo efecto que el agente emulsificante natural que se buscaba neutralizar: en la interface entre gotas existirán cargas electrostáticas que impedirán la coalescencia de las gotas y su posterior deposición.

La Figura 9 y Figura 10 se muestran las pruebas de botella realizadas con un corte de agua de 30 y 50% respectivamente, para lo cual se puede hacer un análisis muy similar al realizado en líneas anteriores; sin embargo, es importante resaltar que a medida que exista una mayor cantidad de agua (mayor corte de agua), las gotas dispersas en la emulsión tienen más facilidad para encontrarse unas con otras (ya que hay mayor número de gotas), lo cual se ve reflejado en la concentración de desémulsificante óptimo requerido: para un corte de agua del 30% aún se requieren 100 ppm pero la eficiencia de separación (agua liberada de la emulsión debido al tratamiento químico en razón del agua total emulsionada) es ahora del 67%.

Figura 9. Prueba de botella sin polímero con corte de agua del 30%

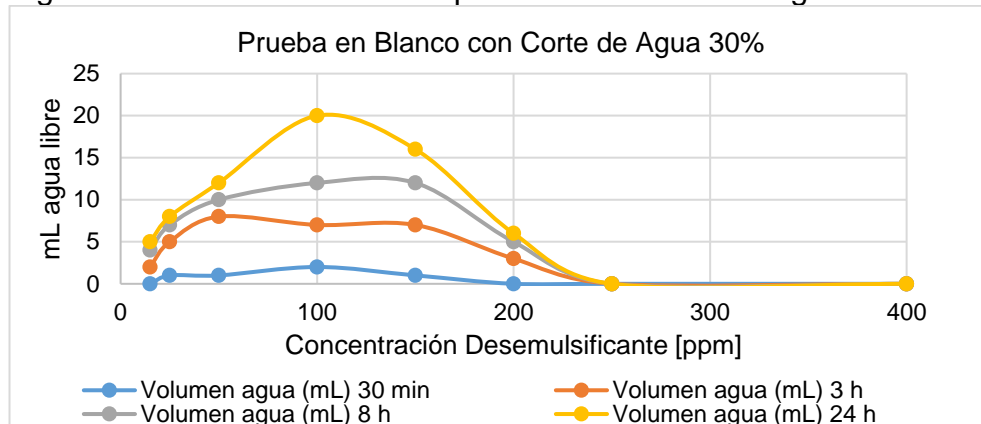
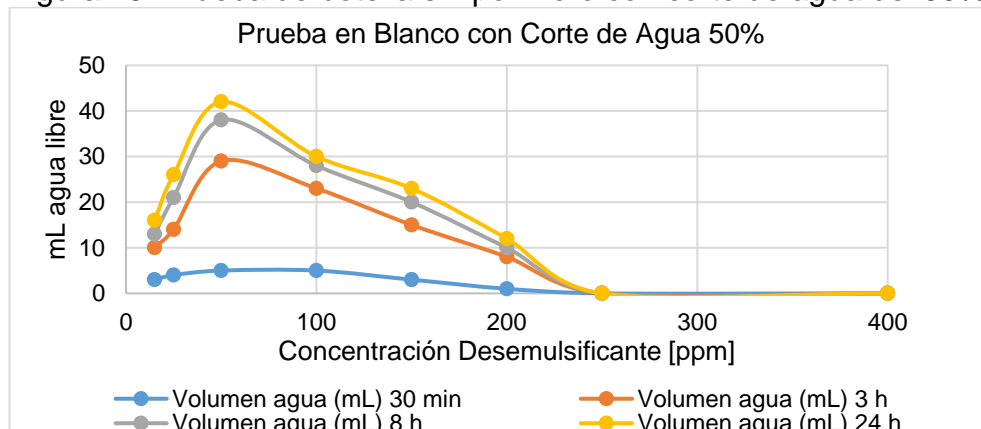


Figura 10. Prueba de botella sin polímero con corte de agua del 50%



Para el caso de un corte de agua del 50% se requiere una concentración de 50 ppm para obtener 30 mL de agua libre, lo cual corresponde a una eficiencia de separación del 59% del agua emulsionada. De esta manera podemos concluir que a medida que la cantidad de agua incrementa en la emulsión, el requerimiento de desemulsificante disminuye debido a que el agua puede coalescer más fácilmente, debido a que existe un mayor número de gotas por lo cual la probabilidad de que las mismas se encuentren y se unan es más alta, en relación a un caso con corte de agua más bajo.

2.2 EFECTO DEL POLÍMERO SOBRE EL PROCESO DE SEPARACIÓN

Una vez obtenido el caso base mediante las pruebas en blanco, se evalúa el efecto de añadir el polímero sobre el proceso de separación; para ello se utilizarán dos tipos de polímeros correspondientes a un bajo peso molecular y un alto peso molecular.

Es importante resaltar que el polímero utilizado en las presentes pruebas de botella corresponde a una solución polimérica degradada mecánicamente, con el fin de representar los fenómenos que ocurren en la solución de este antes de su irrupción en los pozos productores, refiérase a la sección 1.5 para más detalles.

En primera instancia es importante tener en cuenta el comportamiento reológico de la solución polimérica posterior a la degradación mecánica. En esta investigación la viscosidad de interés dependerá de la cantidad de fluidos que llegan al separador, ya que el área de la tubería es constante a lo largo de la vida productiva del campo, es decir, la velocidad de flujo al interior de la tubería es una función directa y exclusiva del caudal que circula al interior de la tubería.

Si se considera la evolución natural de un campo petrolero, en el cual la producción de fluidos generalmente aumenta a lo largo de su vida productiva (debido a la mayor

producción de agua principalmente), es posible afirmar que la tasa de corte en el sistema de separación aumenta con el pasar de los años.

Para el caso del laboratorio, la viscosidad aparente de interés es aquella que la solución polimérica presenta cuando se forma la emulsión. Para lo anterior es necesario calcular las tasas de corte a las cuales se somete la solución polimérica en el agitador mecánico utilizado para formar la emulsión, para ello utilizamos el modelo descrito en la ecuación 1, las variables asociadas a esta pueden observarse en la Figura 11.

Ecuación 1. Velocidad de corte

$$\dot{\gamma} = \frac{2\omega R_c^2 R_b^2}{x^2 (R_c^2 - R_b^2)}$$

Donde:

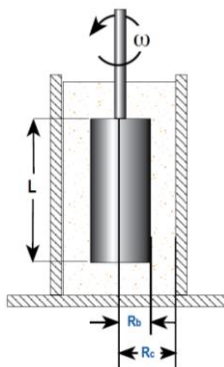
ω = Velocidad Angular [rad/s]

R_c = Radio Externo [cm]

R_b = Radio Interno [cm]

X = Longitud [cm]

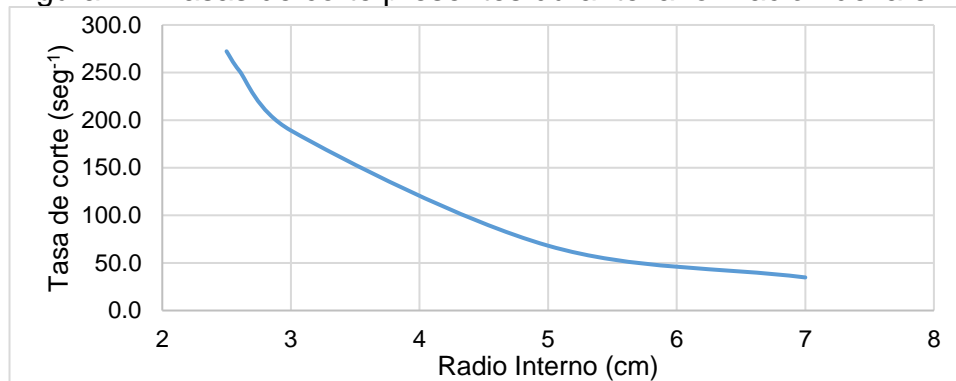
Figura 11. Modelo para cálculo de tasa de corte durante la agitación.



De esta manera es posible construir un perfil de tasas de corte presentes en el sistema de mezclado utilizado en el laboratorio (un vaso de precipitado de 1 L con

un agitador mecánico con un aspa de 2.5 cm de radio en el centro): La Figura 12 muestra el perfil de tasas de corte presentes en el vaso de precipitado durante la preparación de la emulsión; se considera que la emulsión se forma en la zona donde existe la mayor tasa de corte (mayor variación de la velocidad en el flujo), entonces en dicho punto se presenta una tasa de corte entre 250 y 200 seg^{-1} .

Figura 12. Tasas de corte presentes durante la formación de la emulsión



La Tabla 5. muestra la reología medida al polímero de bajo peso molecular a una concentración de 500 ppm, teniendo en cuenta las líneas anteriores se puede afirmar que para esta concentración la viscosidad aparente de la solución durante la formación de la emulsión es de alrededor de 4.5 a 4.8 cP. Debido a lo anterior, la formación de la emulsión (utilizando solución polimérica) fue cualitativamente más difícil en comparación al caso base donde se utilizaba salmuera sin polímero: la viscosidad de la solución polimérica es 400% más alta que la salmuera de producción, por lo cual es relativamente más difícil romper la fase en pequeñas gotas para formar la emulsión.

Tabla 4. Polímero Degradado Bajo Peso Molecular a 500 ppm

Polímero Bajo Peso Molecular				
Concentración 500 [ppm]				
Polímero degradado				
RPM	ϕ	Esfuerzo cortante τ [dynes/cm ²]	Tasa de corte γ [1/seg]	Viscosidad aparente [cP]
3	1	5.11	5.1069	100
6	1	5.11	10.2138	50

100	1.6	8.176	170.23	4.8
200	3	15.33	340.46	4.5
300	4	20.44	510.69	4
600	6	30.66	1021.38	3

Tabla 5. Polímero Degradado Bajo Peso Molecular a 1000 ppm

Polímero Bajo Peso Molecular				
concentración 1000 [ppm]				
Polímero degradado				
RPM	ϕ	Esfuerzo cortante τ [dynes/cm ²]	Tasa de corte γ [1/seg]	Viscosidad aparente [cP]
3	1.5	7.665	5.1069	150
6	1	5.11	10.2138	50
100	2.5	12.775	170.23	7.5
200	3.5	17.885	340.46	5.25
300	4.5	22.995	510.69	4.5
600	7	35.77	1021.38	3.5

Para el caso del mismo polímero, pero a una concentración de 1000 ppm la viscosidad aparente durante la formación de la emulsión es de 5.2 a 7.5 cP, tal como se muestra en la Tabla 5. Finalmente, la Tabla 6 muestra las características reológicas del mismo polímero a 1500 ppm, para el cual su viscosidad aparente a condiciones de mezclado está entre 5.4 a 9 cP.

Tabla 6. Polímero Degradado Bajo Peso Molecular a 1500 ppm

Polímero Bajo Peso Molecular				
concentración 1500 [ppm]				
Polímero degradado				
RPM	ϕ	Esfuerzo cortante τ [dynes/cm ²]	Tasa de corte γ [1/seg]	Viscosidad aparente [cP]
3	1.5	7.665	5.1069	150
6	1.5	7.665	10.2138	75
100	3	15.33	170.23	9
200	3.6	18.396	340.46	5.4
300	4	20.44	510.69	4
600	7.5	38.325	1021.38	3.75

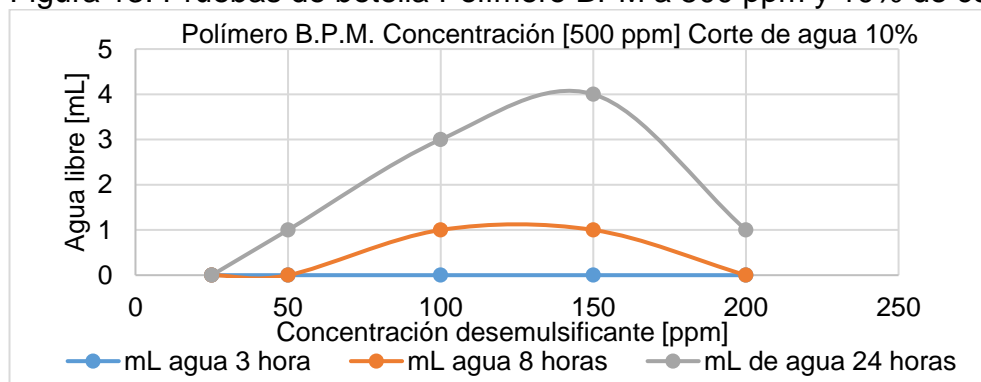
A continuación, se analizan los resultados de las pruebas de botella planteados a concentraciones de 500, 1000 y 1500 ppm. Lo anterior con el fin de representar las concentraciones típicas utilizadas en los procesos de inyección de polímeros.

2.2.1 Polímero de bajo peso molecular 500 ppm

La Figura 13 muestra los resultados de las pruebas de botella para el polímero de bajo peso molecular a una concentración de 500 ppm, formando una emulsión con corte de agua (porcentaje de agua) del 10%. Siguiendo la metodología de análisis empleada en la sección 2.1, se puede concluir que para este caso la concentración óptima del desemulsificante es aproximadamente 150 ppm; lo cual corresponde a una mayor concentración en relación al caso base expuesto en la sección 2.1 (100 ppm de desemulsificante).

De igual manera puede observarse que para esta emulsión a tiempos tempranos de la prueba la separación es nula, tan solo después de 5 horas (primer reporte de agua libre a las 8 horas) se comienzan a observar las primeras separaciones en algunas botellas.

Figura 13. Pruebas de botella Polímero BPM a 500 ppm y 10% de corte de agua



De igual manera la Figura 14 y Figura 15 muestran la evolución de las pruebas de botella al mismo polímero a la misma concentración (500 ppm) pero a cortes de agua del 30 y 50% respectivamente. Es fácilmente observable que las tendencias globales son similares: la concentración óptima de desemulsificante es mayor en

relación al caso base de la sección 2.1, a tiempos tempranos la separación de agua es nula o mínima y globalmente la eficiencia del desemulsificante es mucho menor en relación al caso base.

Figura 14. Pruebas de botella Polímero BPM a 500 ppm y 30% de corte de agua

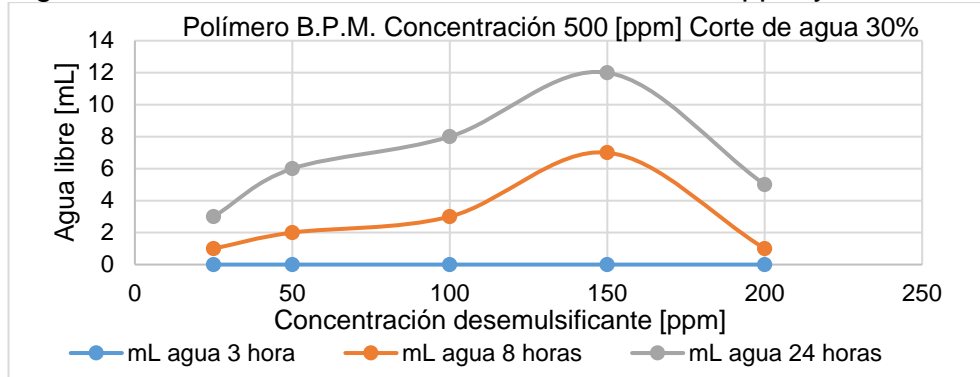
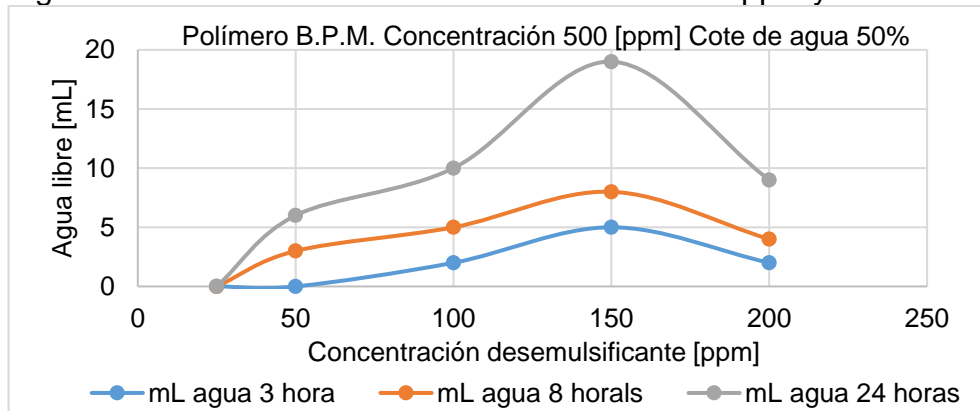


Figura 15. Pruebas de botella Polímero BPM a 500 ppm y 50% de corte de agua



De acuerdo a lo observado en el caso base para un corte de agua del 50% después de 24 horas se logró una separación de 42 mL en comparación con el caso actual de salmuera + polímero a 500 ppm se obtuvieron 19 mL después del mismo tiempo de separación; lo anterior representa una disminución relativa en la eficiencia de separación del desemulsificante del 54.7% debido al incremento de la viscosidad del agua de producción.

Es importante observar que a diferencia del caso base cuando existe presencia de polímero no se presenta una disminución significativa en el requerimiento de desemulsificante al incrementar el corte de agua. Por el contrario, el efecto de tener una mayor proporción de agua dentro de la emulsión y por ende una mayor probabilidad de que gotas emulsionadas se encuentren y precipiten, lo anterior se manifiesta mediante una separación de agua en tiempos más tempranos.

2.2.2 Polímero de bajo peso molecular 1500 ppm

En primera instancia es importante relacionar que los resultados experimentales para una concentración de polímero de 1000 ppm se encuentran disponibles en el **Anexo F**, los cuales no serán analizados en detalle ya que su comportamiento corresponde a una transición entre los casos extremos manejados: concentración mínima de polímero de 500 ppm y máxima de 1500 ppm.

La Figura 16, Figura 17 y Figura 18 representan las pruebas de botella para el mismo polímero de bajo peso molecular, utilizando los mismos cortes de agua, pero a una concentración de polímero en la salmuera de 1500 ppm. Bajo esta concentración la viscosidad aparente bajo condiciones de formación de emulsión es de 5.4 a 9 cP.

De manera similar al caso anterior, cualitativamente la formación de la emulsión utilizando esta solución fue mucho más difícil, hasta tal punto que fue necesario incrementar el tiempo de agitación para formar la emulsión en 10 minutos (pasó de necesitar 30 min a 40 min de agitación). Para todos los casos, la concentración óptima de desemulsificantes aumentó nuevamente hasta las 200 ppm y su eficiencia disminuyó significativamente: para un corte de agua del 10%, el caso base tenía una eficiencia de separación del 60% el caso con polímero de bajo peso molecular a 1500 ppm tiene una eficiencia de tan solo 20%.

Considerando que una separación del 20% es poco eficaz ya que se requiere una cantidad considerable de desemulsificante para separar una poca cantidad de agua, la recomendación más apropiada sería buscar otro desemulsificante que mejor se adapte a las nuevas condiciones físico-químicas de la emulsión, con el fin de mejorar la eficiencia de separación mediante el tratamiento químico. Lo anterior no pudo ser realizado durante el desarrollo de la presente investigación debido a la poca o nula disponibilidad de otros productos químicos orientados al rompimiento de emulsiones por parte de la escuela de ingeniería química y/o la escuela de ingeniería de petróleos.

Figura 16. Pruebas de botella Polímero BPM a 1500 ppm y 10% de corte de agua

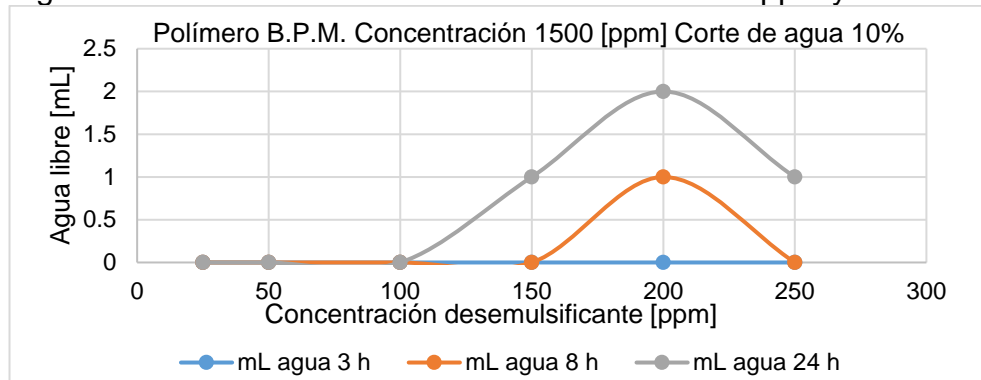
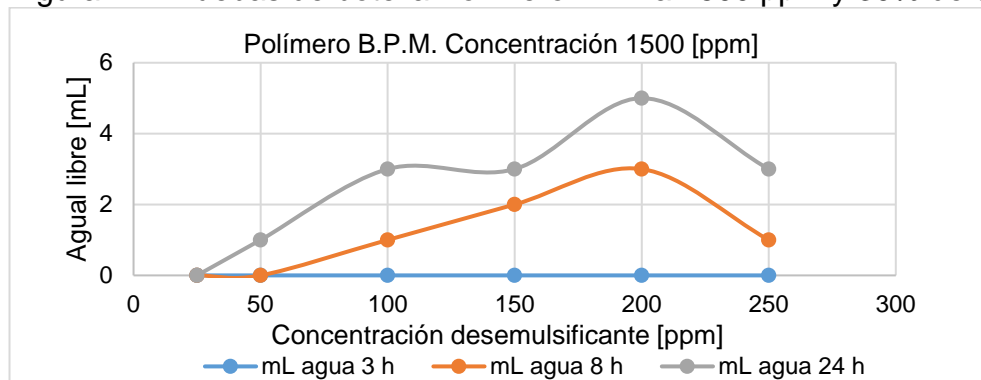


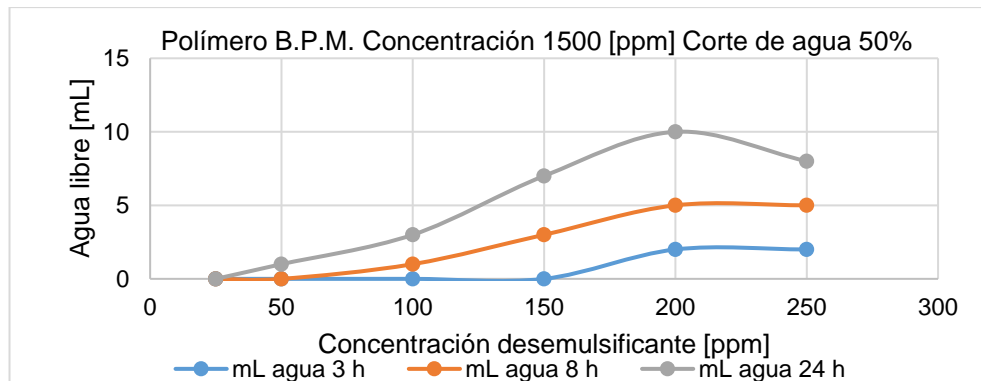
Figura 17. Pruebas de botella Polímero BPM a 1500 ppm y 30% de corte de agua



Entre las alternativas más prometedoras se pueden resaltar los métodos térmicos, degradaciones mecánicas agresivas, el uso de sustancias a base de alcohol y el uso de copolímeros de naturaleza catiónica. Todas estas alternativas de algún modo

tienen su aspecto perjudicial debido a la presencia del crudo: los métodos térmicos degradarían el polímero, pero a su vez incrementarían la temperatura del crudo provocando la liberación de sustancias volátiles de alto valor (C_4H_{10} a C_7H_{16} y sus respectivos isómeros) además de tener un alto costo a escala de campo.

Figura 18. Pruebas de botella Polímero BPM a 1500 ppm y 50% de corte de agua



Por otro lado, degradaciones mecánicas agresivas disminuirían la viscosidad del polímero, pero provocarían emulsiones con tamaños de gotas mucho más pequeños comparado con casos donde exista una agitación menos vigorosa, provocando de esta manera emulsiones mucho más estables y difíciles de separar lo cual es totalmente opuesto al objetivo buscado mediante el tratamiento. Finalmente, las alternativas en el uso de sustancias alcohólicas y polímeros catiónicos deben ser estudiados caso a caso, ya que estos pudiesen generar incompatibilidades.

2.2.3 Polímero de alto peso molecular

Las pruebas realizadas para el polímero de Alto peso molecular se basaron en la metodología presentada de la sección 2.1. Las concentraciones de polímero diluido a utilizar son: 500 ppm, 1000 ppm y 1500 ppm. Los cortes de agua serán iguales a los utilizados en las pruebas anteriores.

En primera instancia es importante mencionar que a medida que el peso molecular del polímero aumente y su concentración también lo haga, se requiere de un tiempo y una velocidad de agitación mayor para formar la emulsión, lo anterior es consecuencia que es mucho más difícil lograr la interacción entre el polímero degradado y el crudo para formar la emulsión, en estas pruebas se utilizaron tiempos de agitación entre 40 – 50 min.

En las pruebas de botellas realizadas con polímero diluido a 500 ppm evaluado a diferentes cortes de agua, se pudo observar una separación muy pequeña del agua emulsionada a altas concentraciones de desemulsificante y a tiempos muy largos como se puede observar en la Figura 19 y Figura 20.

Figura 19. Polímero de APM concentración a 500 ppm con corte de agua 10%

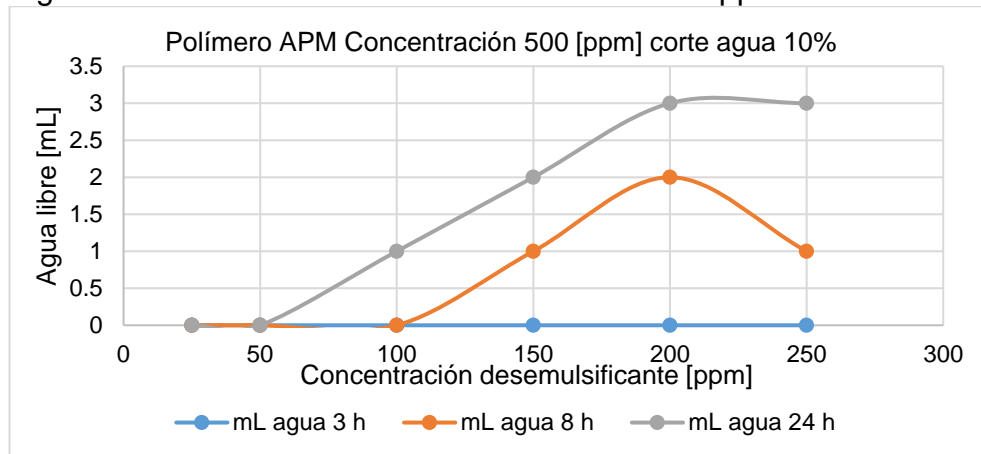


Figura 20. Polímero APM concentración a 500 ppm con corte de agua 30%

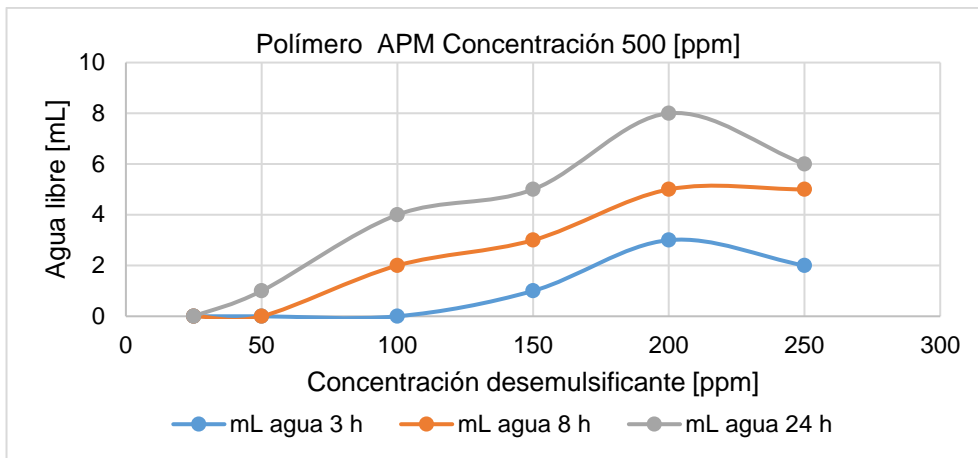
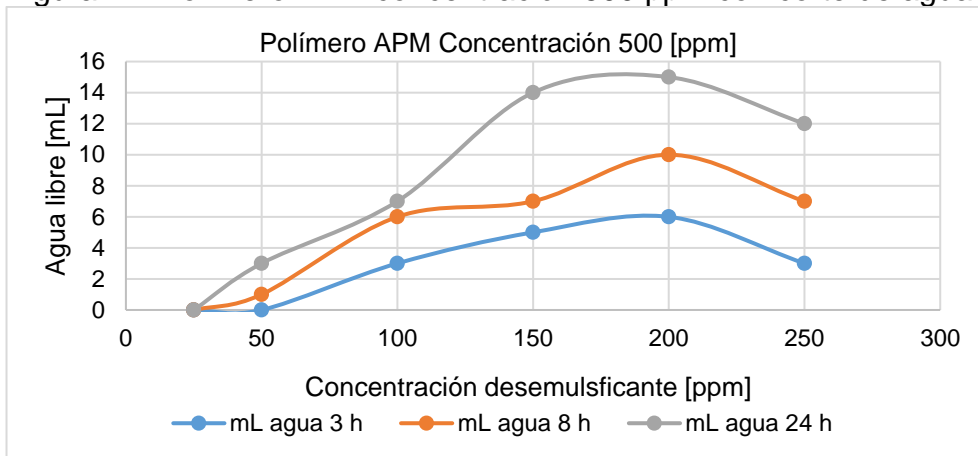


Figura 21. Polímero APM concentración 500 ppm con corte de agua 50%



En la Figura 21 se puede observar una separación máxima de 15 mL del agua emulsionada, esta separación es significativa, pero se observan precipitaciones de asfaltenos lo que significa la incompatibilidad del polímero APM con el crudo. Se realizaron las pruebas con concentraciones de 1000 ppm y 1500 ppm a diferentes cortes de agua para corroborar la incompatibilidad, la cual se observó de nuevo.

3 CONCLUSIONES

- ✓ De acuerdo con los resultados de la prueba en blanco se puede concluir que a medida que el corte de agua incrementa, el requerimiento de desemulsificante disminuye relativamente; con base en lo anterior se obtiene una mayor cantidad de agua recuperada en la emulsión.
- ✓ La presencia de polímero diluido a diferentes concentraciones afecta la formación de la emulsión entre el crudo y la solución polimérica; no obstante, una vez formada la emulsión esta se vuelve muy estable lo que implica un incremento en la dosificación de desemulsificante, tiempos de separación más largos y una menor eficiencia de separación.
- ✓ Algunas alternativas para la remediación del efecto del polímero son: los métodos térmicos, degradaciones mecánicas agresivas, el uso de sustancias de base alcohólica y el uso de copolímeros de naturaleza catiónica. Todas estas alternativas de algún modo tienen su aspecto perjudicial sobre el crudo. Sin embargo, se puede investigar con más detalle los métodos anteriormente nombrados.

4 RECOMENDACIONES

Con base en presente trabajo de investigación se pueden sugerir las siguientes recomendaciones para futuras investigaciones:

- ✓ Evaluar la eficiencia de diferentes desemulsificantes en la presencia de solución polimérica a diferentes concentraciones, con el fin de determinar el tipo de surfactante que mejor se adapta a las condiciones actuales de la emulsión crudo-salmuera-polímero.

- ✓ Estudiar el desempeño de diferentes polímeros catiónicos en presencia de crudo y HPAM con el fin de evaluar su eficacia en la reducción de la viscosidad de la fase dispersa de la emulsión, así como los potenciales problemas de incompatibilidad en presencia de crudo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CHEN. H., *et al.* Effect of partially hydrolyzed polyacrylamide on emulsification stability of wastewater produced from polymer flooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 133. pp 431. Elsevier. 2015.
- [2] REKSIDLER. R., *et al.* Offshore chemical enhanced oil recovery. OTC 26123 MS. Offshore Technology Conference Brasil 27 - 29 Octubre 2015.
- [3] ENERGY.GOV. Enhanced Oil Recovery. Office of Fossil Energy. [consultado 6 julio del 2016]. Disponible en <<http://goo.gl/ov2t7X>>.
- [4] SHEN. James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice. Chapter 5. Elsevier, 2010. pp. 101.
- [5] O. Rambeau, M. Jacob, M. Rondon, S. Jovenne, P. Cordelier. A tool to tackle the Challenges of the Treatment of the Back Produced Viscosified Water. International Petroleum Technology Conference. IPTC 17626.
- [6] NAJAMUDIN. Khairul., *et al.* Chemical EOR Produced Water Management at Malay Basin Field. OTC 24804 MS. 2014. p. 2
- [7] THOMAS. A., GAILLARD. N. y FAVERO. C. Some Key Features to Consider When Studying Acrylamide-Based Polymers for Chemical Enhanced Oil Recovery. Challenges and New Approaches in EOR. *OGST Journal*, Vol. 67, n° 6, pp. 883-1039. 2013.pp.
- [8] LAKE. Larry., *et al.* Fundamentals of Enhanced Oil Recovery. Chapter 8. SPE. 2014.

[9] PETROWIKI. Polymers for conformance improvement. SPE. Junio 9 del 2015. [consultado el 7 julio 2016]. Disponible en < <http://goo.gl/vmkMKk>>.

[10] ZHANG. Guoyin. Effect of Concentration on HPAM Retention in Porous Media. SPE 166265. 2013. pp.3

[11] WEVER, D; PICCHIONI, F y BROEKHUIS, A. Polymers for enhanced oil recovery: A paradigm for structure-property relationship in aqueous solution. Progress in Polymer Science 36. Elsevier.2011.

[12] ARGILLIER. J.F., et al. Influence of chemical EOR on Topside Produced Water Management. SPE 169067 MS. 2014.

[13] ZOLFAGHARI. Reza., et al. Demulsification techniques of water in oil and oil in water emulsion in petroleum industry. Separation and Purification Technology. Volume 170. Pp 337 – 407. Elsevier. 2016.

[14] PETROWIKI. Oil Emulsion. SPE. 1 julio 2015. [consultado el 6 julio del 2016]. Disponible en < <http://goo.gl/jmo37v>>.

[15] WU. Di., et al. Dual fuction Reverse Demulsifier and Demulsifier for the Improvement of Polymer Flooding Produced Water Treatment. IPTC 16594. pp.2

BIBLIOGRAFÍA

- ARGILLIER. J., *et al.* Methodological Approach for Analyzing the impact of Chemical EOR on Surface Processes. SPE 164098. 2013.
- ARGILLIER. J., *et al.* Influence of Chemical EOR on Topside Produced Water Management. SPE 169067. 2014.
- CHEN. H., *et al.* Effect of partially hydrolyzed polyacrylamide on emulsification stability of wastewater produced from polymer flooding. Journal of Petroleum Science and Engineering 133. pp431 – 439. Elsevier. 2015.
- DALMAZZONE. Christine., NOÏK. Christine. Y ARGILLIER. Jean. Impact of Chemical Enhanced Oil Recovery on the Separation Diluted Heavy Oil Emulsions. Energy & Fuels. 2012.
- DENG. Shubo., *et al.* Produced water from polymer flooding process in crude oil extraction: characterization and treatment by a novel crossflow oil – water separator. Separation and Purification Technology. Elsevier. 2002. pp 207 - 216.
- HENTHOME. L., HARTMAN. M., HAYDEN. A., Improving Chemical EOR Economics by Optimizing Water Quality. SPE 144397. 2011.
- HIRASAKI. George., *et al.* Separation of Produced Emulsions from Surfactant Enhanced Oil Recovery Processes. Energy & Fuels. 2010.
- KAISER. Anton., *et al.* The Influence of Chemical EOR on Produced Water Separation a Quality. SPE 174659 MS. 2015.

- LAKE. Larry., *et al.* Fundamentals of Enhanced Oil Recovery. Chapter 8. SPE. 2014.
- NAJAMUDIN. Khairul., *et al.* Chemical EOR Produced Water Management at Malay Basin Field. OTC 24804 MS. 2014.
- O, Rambeau., *et al.* A tool to tackle the challenges of the treatment of the back produced viscosified water. International Petroleum Technology Conference. IPTC 17626
- PETROWIKI. Oil Emulsion. SPE. 1 julio 2015. Disponible en < <http://goo.gl/jmo37v>>
- PETROWIKI. Polymers for conformance improvement. SPE. Junio 9 del 2015. Disponible en < <http://goo.gl/vmkMKk>>.
- PINTO. John. Fundamentos Básicos en Recobro Químico. Curso. 2016. Diapositiva 6. Día 1.
- SHEN. James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice. Chapter 5. Elsevier, 2010.
- THOMAS. A., GAILLARD. N. y FAVERO. C. Some Key Features to Consider When Studying Acrylamide-Based Polymers for Chemical Enhanced Oil Recovery. Challenges and New Approaches in EOR. OGST Journal, Vol. 67, nº 6, pp. 883-1039. 2013.

- WEVER. D., PICCHIONI. F. y BROEKHUIS. A. Polymers for enhanced oil recovery: A paradigm for structure-property relationship in aqueous solution. Progress in Polymer Science 36. Elsevier. 2011. pp. 1558 – 1628.
- WEVER. D., PICCHIONI. F. y BROEKHUIS. A. Polymers for enhanced oil recovery: A paradigm for structure-property relationship in aqueous solution. Progress in Polymer Science 36. Elsevier. 2011. pp. 1558 – 1628.
- WU. Di., et al. Dual fuction Reverse Demulsifier and Demulsifier for the Improvement of Polymer Flooding Produced Water Treatment. IPTC 16594.
- ZOLFAGHARI. Reza., et al. Demulsification techniques of water in oil and oil in water emulsion in petroleum industry. Separation and Purification Technology. Volume 170. Pp 337 – 407. Elsevier. 2016.

ANEXOS

Anexo A. Caracterización de las propiedades fisicoquímicas

Tabla 7. Análisis SARA del crudo de un campo colombiano

Descripción de prueba	Resultado	Unidades de medida	Método de prueba
Gravedad API a 60 °F	16	API	ASTM D 287 - 82
Gravedad Específica a 60/60°F	0,959		ASTM D 1298 - 85
Agua y Sedimentos	4	Volumen %	ASTM D 1298 - 85
Asfáltenos	6,09	Peso %	IP 143-94
Parafinas	19,03	Peso %	UOP 46
Punto de Rocío	25	°F	ASTM D 46
Punto de inflamación	165	°F	ASTM D 93 - 94
Viscosidad cinemática a 100°F	986,4	CSt	ASTM D 445 - 94
Viscosidad cinemática a 122°F	579,1	CSt	ASTM D 445 - 94
Viscosidad cinemática a 200°F	53,4	CSt	ASTM D 445 - 94
Contenido de ceniza	0,39	Peso %	ASTM D 482 - 95
Vanadio	309	Ppm	ICP
Níquel	124	Ppm	ICP
Contenido de Sal	789	Lb/1000 bls	ASTM D 3230
Contenido de Azufre	3,13	Peso %	ASTM D 1552

Tabla 8. Propiedades fisicoquímicas del Agua de Producción

Propiedades Fisicoquímicas del Agua de Producción	
pH (T = 26°C)	7,44
Salinidad	5.000 – 6.000 ppm
Dureza Total	≥ 500 ppm

Tabla 9. Propiedades Fisicoquímicas del Polímero de Bajo Peso Molecular
Polímero de Bajo Peso Molecular (Comercial FOX S.A.S)

Apariencia	Polvo Blanco
Contenido sólido (%)	≥ 88,0
Tiempo de disolución (Horas)	≤ 2
Contenido insoluble (%)	≤ 0.2
Peso molecular (1×10^6) MDa	10 – 12
Hidrólisis (%)	24 – 27

Tabla 10. Propiedades Fisicoquímicas del Polímero de Alto Peso Molecular
Polímero de Alto Peso Molecular (Comercial FOX S.A.S)

Apariencia	Polvo Blanco
Contenido sólido (%)	≥ 88,0
Tiempo de disolución (Horas)	≤ 2
Contenido insoluble (%)	≤ 0.2
Peso molecular (1×10^6) MDa	18 – 20
Hidrólisis (%)	27 – 30

Anexo B. Metodología para la dilución del polímero, según Norma API RP 63

Para la dilución del polímero a las concentraciones requeridas de 500 ppm, 1000 ppm y 1500 ppm utilizadas en esta investigación, primero se debe realizar una solución diluida de polímero a una concentración de 5000 ppm llamada stock solution o solución madre.

Pasos para realizar la preparación del Stock Solution:

Calcular la cantidad de polímero requerido para el stock solution, a partir de la siguiente ecuación:

$$W_{pr} = \frac{W_s * C_s * 10^{-4}}{A_{pr}}$$

Donde,

W_{pr} = Peso del polímero a utilizar en Stock Solution [g]

W_s = Peso del Stock Solution a utilizar [g]

C_s = Concentración del polímero en stock solution [ppm]

A_{pr} = Actividad del polímero, usualmente se utiliza el 100%

1. Calcular la cantidad de agua requerida para el Stock Solution

$$W_{bs} = W_s - W_{pr}$$

Donde,

W_{bs} = Cantidad de agua requerida para preparar el Stock Solution [g]

W_s = Peso del Stock Solution a utilizar [g]

W_{pr} = Peso del polímero a utilizar en Stock Solution [g]

2. Luego de pesar el polímero y el agua requerida se procede a poner el agua en una plancha con agitación magnética, se ajusta un vortex al 70% del agua, posteriormente se procede a verter el polímero en un tiempo no mayor a 5 segundos, seguidamente se deja con una velocidad de agitación de 80 rpm para

formar la correcta hidratación del polímero, el tiempo de duración de esta prueba es de aproximadamente 3 horas.

3. Después de terminar el tiempo de agitación se procede a envasar en un recipiente con tapa y de vidrio oscuro durante toda la noche.

Dilución del Stock Solution:

Luego de haber realizado el paso 3, se calcula la cantidad de stock solution a diluir por medio de la siguiente ecuación:

$$W_s = \frac{W_d * C_d}{C_s}$$

Donde,

W_d = Peso de la solución diluida a preparar [g]

C_d = Concentración de la solución polimérica a preparar [ppm]

C_s = Concentración del polímero en Stock Solution [5.000 ppm]

W_s = Peso en Stock Solution [g]

4. Calcular el agua requerida para diluir la cantidad de stock solution a utilizar, mediante la siguiente ecuación:

$$W_{bd} = W_d - W_s$$

Donde,

W_{bd} = Peso del agua utilizada para la dilución del stock solution [g]

W_d = Peso de la solución diluida a preparar [g]

W_s = Peso en Stock Solution [g]

5. Diluir los gramos de solución calculados de stock solution en el agua previamente pesada y se procede a mezclar suavemente durante 10 [min] usando una plancha magnética o un overhead Stirrer.

Anexo C Cálculos para el diseño de la degradación mecánica del polímero

Primeramente, se calcula la tasa de cizallamiento cuando el polímero pasa a través de los poros de perforación a caudal inyección de 500, 800 y 1500 BPD utilizando la siguiente ecuación

$$\gamma = \frac{4Q}{\pi r^3}$$

Donde:

Γ = Tasa de cizallamiento

Q = Caudal en [ft^3/s]

r = Radio por donde pasa el polímero

De acuerdo a los datos obtenidos del paso anterior se calcula la velocidad por medio de la ecuación

$$v = \frac{Q}{A}$$

Donde,

v = Velocidad [ft/s]

Q = Caudal en [ft^3/s]

A = Área de la tubería [ft^2]

Se realiza un promedio de las velocidades y se determina el área que debe tener el sistema a escala laboratorio con $Q_{\text{Nuevo}} = 0,9247$ GPM y a una potencia de 5W.

Anexo D. Gráficas de Esfuerzo Cortante Vs tasas de corte

Figura 22. Esfuerzo cortante Vs Tasa de corte, Polímero BPM a 500 ppm

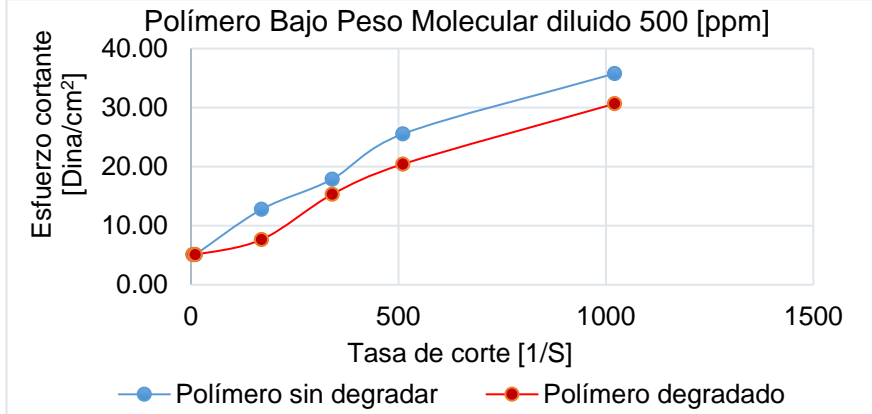


Figura 23. Esfuerzo cortante Vs Tasa de corte, Polímero BPM a 1000 ppm

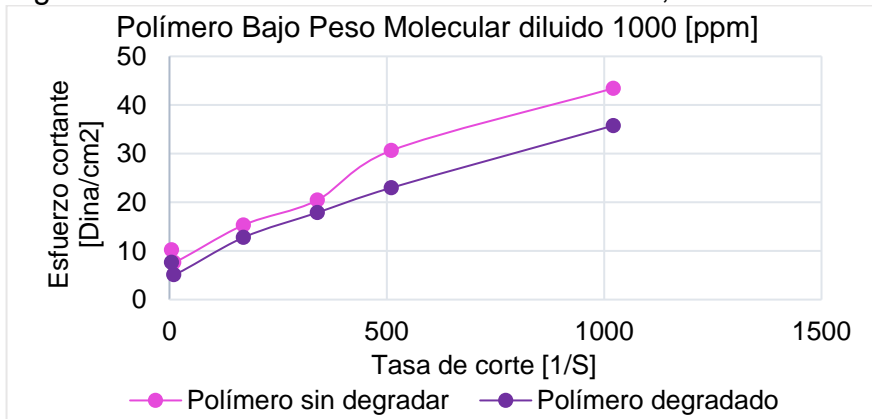


Figura 24. Esfuerzo cortante Vs Tasa de corte, Polímero BPM a 1500 ppm

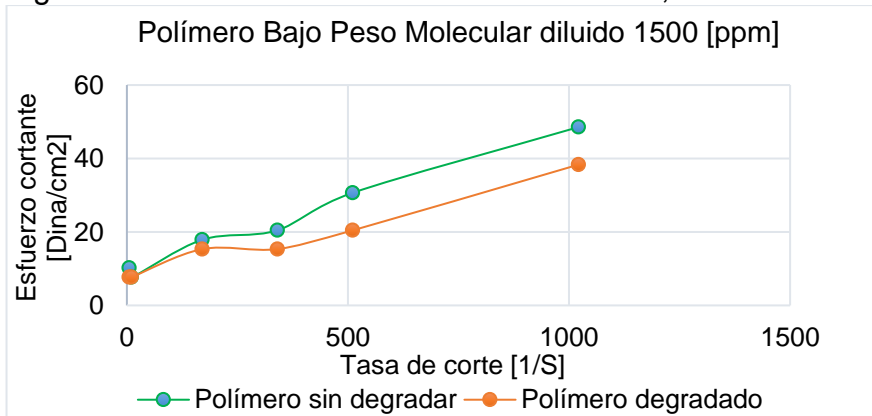


Figura 25. Esfuerzo cortante Vs Tasa de corte, Polímero APM a 500 ppm

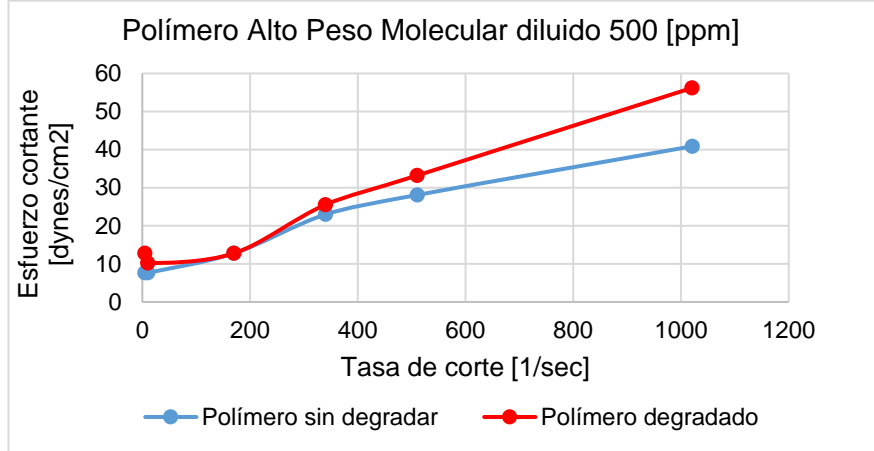


Figura 26. Esfuerzo cortante Vs Tasa de corte, Polímero APM a 1000 ppm

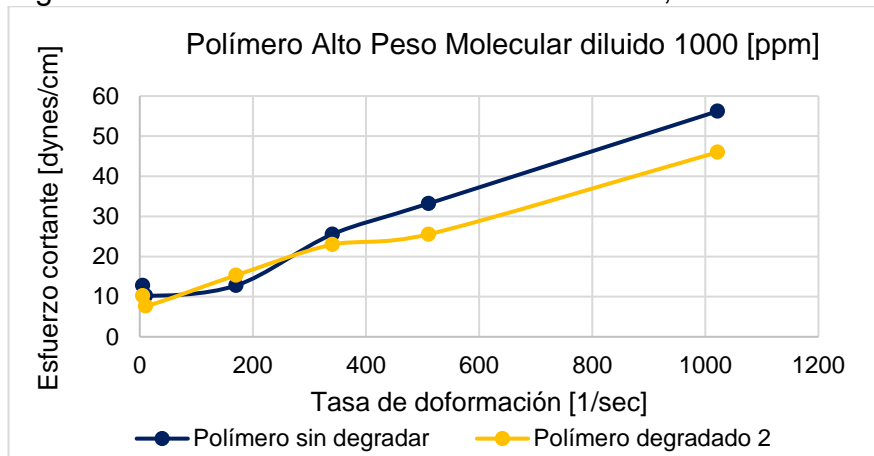
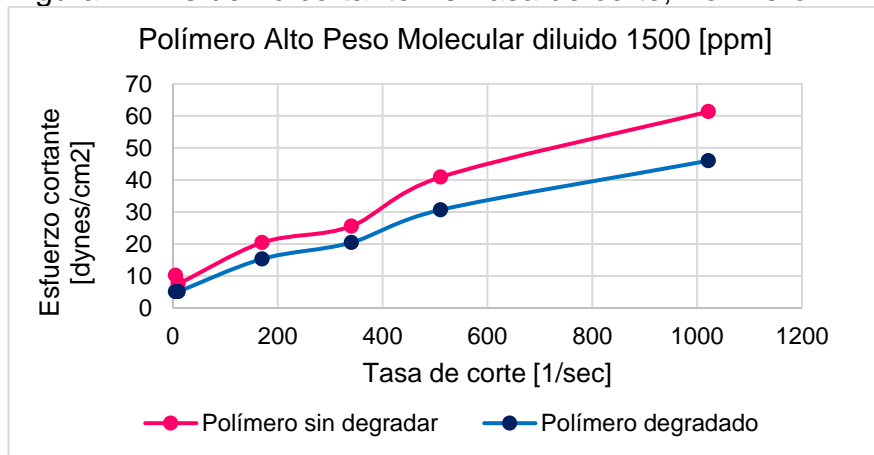


Figura 27. Esfuerzo cortante Vs Tasa de corte, Polímero APM a 1500 ppm



Anexo E. Datos Pruebas en Blanco

Tabla 11. Prueba de botella sin polímero corte de agua 30%

Test blanco Corte de agua 30 %								
Número de botellas	8							
Ítem\Botella	1	2	3	4	5	6	7	8
Concentración Desemulsificante [ppm]	15	25	50	100	150	200	250	400
Volumen agua (mL) 30 min	0	1	1	2	1	0	0	0
Volumen agua (mL) 1 h	1	1	5	5	4	0	0	0
Volumen agua (mL) 3 h	2	5	8	7	7	3	0	0
Volumen agua (mL) 8 h	4	7	10	12	12	5	0	0
Volumen agua (mL) 24 h	5	8	12	20	16	6	0	0

Tabla 12. Prueba de botella sin polímero corte de agua 50%

Test blanco Corte de agua 50 %								
Número de botellas	8							
Ítem\Botella	1	2	3	4	5	6	7	8
Concentración Desemulsificante [ppm]	15	25	50	100	150	200	250	400
Volumen agua (mL) 30 min	3	4	5	5	3	1	0	0
Volumen agua (mL) 1 h	8	8	15	12	5	5	0	0
Volumen agua (mL) 3 h	10	14	29	23	15	8	0	0
Volumen agua (mL) 8 h	13	21	38	28	20	10	0	0
Volumen agua (mL) 24 h	16	26	42	30	23	12	0	0

Anexo F. Resultados experimentales prueba de botellas Polímero BPM concentración 1000 ppm.

Figura 28. Pruebas de botella Polímero BPM a 1000 ppm y 10% de corte de agua

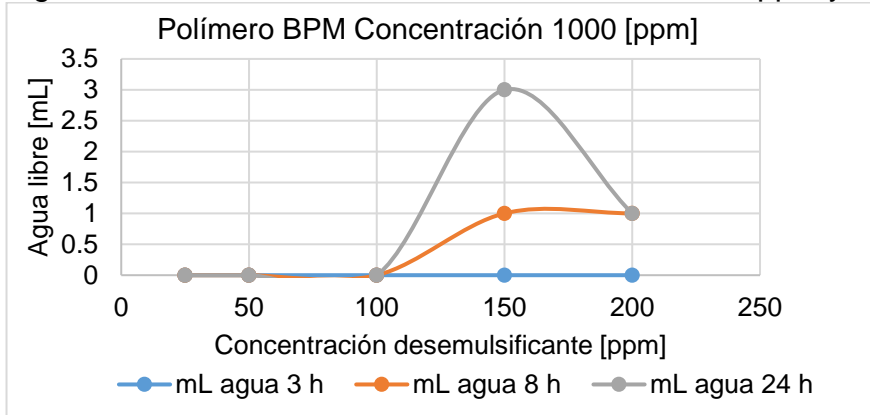


Figura 29. Pruebas de botella Polímero BPM a 1000 ppm y 30% de corte de agua

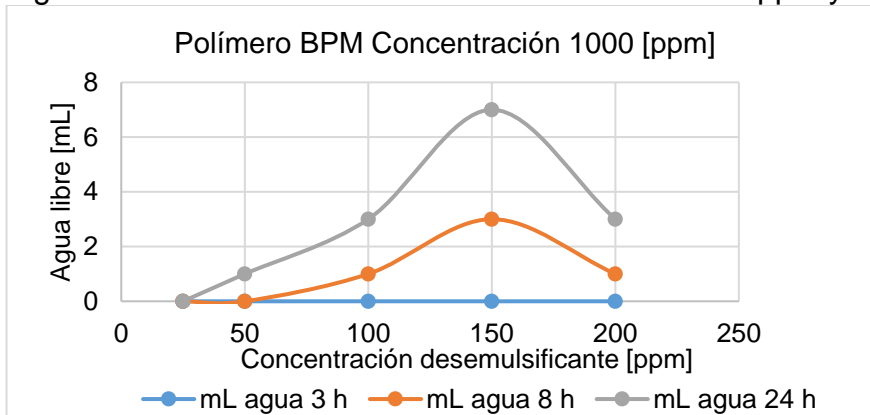


Figura 30. Pruebas de botella Polímero BPM a 1000 ppm y 50% de corte de agua

