

**Evaluación del Impacto del Polímero Residual en la Etapa de Deshidratación del
Crudo en el Campo Yariguí-Cantagallo**

Caterine Ariza Quiroga, César Eduardo Garnica Gómez

Trabajo de grado para Optar el Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Samuel Fernando Muñoz Navarro

Magister en hidrocarburos

Codirectores

Henderson Iván Quintero Pérez, Doctor en ingeniería química

Carlos Alberto Torres Camacho, Químico

Daniel Fernando Moreno Díaz, Ingeniero de petróleos.

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2017

Agradecimientos

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a:

A la Universidad Industrial de Santander, la Escuela de Ingeniería de Petróleos y cada docente que contribuyó a nuestro proceso de formación con paciencia y perseverancia.

Al laboratorio de química de producción del Instituto Colombiano del Petróleo ICP, a Don Alvaro y todo el grupo de co-investigadores de la alianza UIS- Ecopetrol por su orientación y constante apoyo.

A los laboratorios de Microscopia y Espectroscopia del parte tecnológico sede UIS- Guatiguará.

Al laboratorio de Química Instrumental de la Escuela de Química de la UIS

Al M.Sc Samuel Muñoz Navarro, director del proyecto de investigación; por su respaldo y exigencia.

A los co-directores del proyecto PhD. Henderson Iván Quintero Pérez, Qco. Carlos Alberto Torres Camacho, Ing. Daniel Fernando Moreno Diaz. Por todo el apoyo, paciencia y orientación que nos dieron en cada etapa, porque fueron nuestros maestros y amigos.

Al Grupo de Investigación de Recobro Mejorado GRM – UIS, por toda la formación personal y profesional, por creer en nosotros y motivarnos a ser mejores cada día, es un gran honor hacer parte de ustedes.

A nuestros compañeros, colegas y amigos por cada momento compartido en esta grandiosa travesía de la universidad, porque cada uno contribuyó para que pudiéramos lograr la meta.

Dedicatoria

A mi primer amor, quien desde antes de nacer ya me conocía, quien, a pesar de mis errores, puso su vida por mí para para rescatarme, quien es la luz de mis ojos y el aire que respiro, quien es mi esperanza, mi consuelo y mi regio, quien es mi roca y dueño de mi vida, a mi gran Señor Jesucristo, que hace posible que yo sea hija del creador del universo.
Te amo con todo mi ser.

A mi madre Rubielena Quiroga, mujer hermosa y virtuosa, fuerte y valiente, que con su gran amor sacrificial me mostró el camino para ir en busca de mis sueños.

A mi Padre Hernando Ariza, porque con el sudor de su frente y el dolor de sus manos apoya mis sueños y me cuida como su pequeño tesoro.

A mis hermanitos Elian y Cristian, porque son los mejores hermanos del mundo, porque siempre me han protegido y apoyado.

A mis abuelos paternos Roque y Virginia, y los maternos Leticia y Horacio, a mis locos tíos y mis amados primos, por su mano extendida para apoyarme y su abrazo firme para animarme.

A los pequeñitos de la zona norte de Bucaramanga, Café Madrid, Ferguie, Lina, Loraine, Papitas, Titina, Zamara, Yuli, Zulay, Zoe, Cheila, Jimena, Owen, Anyuri ... y los demás... porque con la ternura, inocencia y benevolencia que Dios puso en su corazón, me hacen mejor persona cada día, porque hacen que mi vida sea más hermosa, porque conquistaron mi corazón y me dieron el privilegio de ser su amiga.

A mi familia de la Iglesia Biblica el Faro, al Pas y su familia, la Sra Rubiela, Consuelito, Wendy, Laurita, Jenifer, Andrea, Sindy, Xiomara, Mar, Nataly, Silvia, Felix, Juanito, Luis Eduardo, Paula, la profe Adriana ... si continuara nombrándolos serian

demasiadas líneas, por reconfortar mi espíritu, por su hermandad, por su amor sincero y su mano pronta a levantarme y por cada una de sus oraciones.

A mis amigos y colegas que con su paciencia y gran cariño hicieron mi paso por la universidad una hermosa experiencia y que contribuyeron de muchas maneras como grandes peldaños a que alcanzara la meta.

A quienes me distraen y no me dejan concentrar, pero que le ponen más color a mi vida, me inspiran y me hacen más feliz, a ti patito y todos mis amigos de otras carreras y ciudades.

Catherine Ariza

A Dios, por su amor y misericordia, regalándome el don de la vida para llevar a cabo todos los objetivos en mi vida, también por cada gran pequeño detalle de Su parte para mí y para los míos. Gracias Dios porque tu mano siempre me ha levantado para seguir adelante en cada etapa de mi vida, a Ti te debo todo en mi vida..... Gracias.....

A mis padres, son el motor de mi vida y compañía en el camino para seguir adelante. Gracias mami por darme tu apoyo incondicional y estar a mi lado, por buscar siempre lo mejor para nuestras vidas, te amoooooooooooo.

A mis hermanos, por acompañarme en cada parte de mi vida, compartir conmigo tantos momentos y ocupar un lugar muy especial en mi vida...

A la persona más especial en mi vida, eres mi mayor bendición. Gracias por acompañarme en esta etapa y en las que vendrán de la mano de Dios.

A todas las personas que estuvieron a mi lado dando una voz de aliento y apoyando de muchas formas: Omaira, Josin, Majo, Elsitá, Sonia a ellas muchas gracias.....En especial al profe Guillo y al profe Manolo por ser los ángeles que Dios puso en mi camino para que esto fuese posible y así poder terminar esta etapa. Muchas gracias a todos.....

César Garnica

Tabla de contenido

Introducción	21
1. Recobro mejorado con inyección de polímero	23
1.1. Generalidades de HPAM y propiedades en solución.	25
1.1.1. Efectos de la salinidad y concentración de polímero en la viscosidad	26
1.1.2. Efectos de la degradación mecánica en la disminución de la viscosidad.	27
2. Campo Yariguí – Cantagallo	27
2.1. Ubicación del campo	27
2.2. Características del campo y yacimiento.	29
2.3. Piloto de inyección de Yariguí- Cantagallo y su posible expansión	29
2.4. Parámetros a tener en cuenta ante una posible expansión del piloto YR-CG	30
2.4.1. Proceso de deshidratación del crudo en el campo YR-CG.	31
2.4.2. Características del agua producida y disponible en el campo.....	33
2.4.3. Dilución fluido-fluido del bache de polímero en yacimiento.	34
2.4.4. Producción de agua del campo.....	34
2.4.5. Viscosidad objetivo de inyección para el control de movilidad.	35
3. Emulsiones	35
3.1. Estabilidad de una emulsión	37
3.2. Procesos de separación de emulsiones.	38

3.2.1. Procesos químicos.....	38
3.2.2. Proceso Gravitacional.	39
3.2.3. Proceso térmico.....	39
3.3. Efectos floculantes de la PAM.	41
3.4. Análisis del comportamiento de la emulsión.....	43
3.4.1. Estabilidad de la emulsión.	43
3.4.2. Contenido de agua en la fase aceite.	46
3.4.3. Contenido de aceite en la fase continua acuosa.	46
3.4.4. Morfología de las gotas dispersas en la fase continua.	47
3.4.5. Distribución del tamaño de las gotas de crudo en la fase acuosa.	47
3.4.6. Potencial Z de las gotas de crudo en la fase acuosa.....	49
4. Efectos del polímero en los efluentes de producción.....	49
4.4. Aumento de la viscosidad de la fase acuosa.....	50
4.5. Formación de una película elástica.....	50
4.6. Aumento del potencial z.....	51
4.7. Disminución del tamaño de la gota dispersa	51
4.8. Efectos en la cinética de separación	51
4.9. Formación de emulsiones múltiples e inversión de fases.....	52
5. Diseño experimental	52
6. Metodología aplicada.....	55

6.1. Metodología general	55
6.2. Fluidos y productos químicos utilizados	56
6.3. Preparación de las soluciones poliméricas.....	57
6.4. Degradación mecánica	57
6.5. Viscosidades de las soluciones poliméricas.....	58
6.6. Preparación de emulsiones.....	58
6.7. Análisis cinético de separación por medio del equipo Turbiscan	61
6.8. Determinación de grasas y aceite (G&A) en la fase acuosa	61
6.9. Determinación del contenido de agua en la fase oleica	62
6.10. Distribución del tamaño de gotas de aceite en agua	62
6.11. Morfología de las gotas dispersas en la fase continua	62
7. Resultados y análisis	62
7.1. Medición de BS&W de la muestra de crudo.	62
7.2. Porcentaje de humedad y grado de hidrólisis del polímero	63
7.3. Viscosidad en función de la concentración de polímero	63
7.4. Resultados de degradación mecánica.....	66
7.5. Emulsiones formadas	67
7.6. Viscosidad de la fase acuosa separada 24 horas después de la emulsificación.	70
7.7. Resultados BS&W, G&A, cinética de separación, morfología de la gota.....	73
7.7.1. Contenido de grasas y aceites de la fase acuosa separada de la emulsión.....	71

7.7.2. Contenido de agua de la fase oleica de la emulsión formada.....	73
7.7.3. Análisis cinético de separación de las emulsiones.....	74
7.7.4. Morfología de las gotas dispersas y distribución del tamaño de gotas.....	86
7.7.5. Efecto del polímero en la separación de la fase acuosa de la emulsión.....	103
7.7.6. Efecto del polímero en la calidad de las fases separadas.....	103
8. Conclusiones	104
9. Recomendaciones.....	105
Bibliografía	106

Lista de figuras

Figura 1. Esquema de la mejora de la eficiencia del desplazamiento macroscópico mediante inyección de polímero.....	24
Figura 2. Hidrólisis de la poliacrilamida.....	25
Figura 3. Efecto de la presencia de iones sobre el comportamiento de HPAM.....	26
Figura 4. Mapa de localización del campo Yariguí – Cantagallo.....	27
Figura 5. Distribución general de pozos y estaciones de bombeo en el campo Yarigui- Cantagallo.	28
Figura 6. Esquema general facilidades de superficie Yariguí-Cantagallo.....	31
Figura 7. Tratamiento gravitacional y químico de separación del crudo del campo Yariguí-Cantagallo	32
Figura 8. Respuesta del piloto de inyección de polímero campo YR-CG	34
Figura 9. Estabilización de emulsiones con la presencia de partículas.....	36
Figura 10. Doble capa de una gota dispersa	37
Figura 11. Mecanismos de desestabilización de una emulsión.....	40
Figura 12. Esquema del fenómeno de floculación.....	41
Figura 13. Puente polimérico entre gotas	42
Figura 14. Configuración del equipo turbiscan.....	44
Figura 15. Dispersión múltiple del haz de luz	45
Figura 16. Condición de estabilidad de la dispersión	45
Figura 17. Sedimentación de partículas, variaciones locales de BS Y T.....	46
Figura 18. Determinación del tamaño de partícula.	48
Figura 19. ZETASIZER-Nano Series ZS90/Malvern, principio de funcionamiento DLS.....	48

Figura 20. Diseño experimental de tres factores a dos niveles por cada factor.	53
Figura 21. Viscosidades a 7.1 s^{-1} y 60°C de las soluciones poliméricas a diferentes concentraciones	64
Figura 22. Viscosidades a 7.1 s^{-1} y 60°C de las soluciones poliméricas a diferentes concentraciones para un TDS= 14784 ppm.....	65
Figura 23. Viscosidades a 7.1 s^{-1} y 60°C de las soluciones poliméricas a diferentes concentraciones para un TDS= 7513 ppm.....	66
Figura 24. Fases de la emulsión formada.....	68
Figura 25. Emulsiones formadas para cada punto del diseño experimental en probetas de salida lateral, 3 horas después de su formación con Ultra Turrax.....	69
Figura 26. Emulsiones formadas para cada punto del diseño experimental en probetas de salida lateral, 3 horas después de su formación con Ultra Turrax.....	69
Figura 27. Contenido de grasas y aceites G&A en la fase acuosa separada de la emulsión.....	72
Figura 28. Contenido de grasas y aceites G&A en la fase acuosa separada de la emulsión respecto al blanco	73
Figura 29. Contenido de agua presente en la fase oleica de cada emulsión	74
Figura 30. Registro transmitancia ensayo 1 @ 440 ppm polímero, $\mu = 10 \text{ cP}$ @ 60°C , TDS = 242 ppm WOR = 65%	75
Figura 31. Registro Transmitancia Ensayo 1 @ 440 ppm Polímero, $\mu = 10 \text{ cP}$ @ 60°C , TDS = 242 ppm WOR =65%	75
Figura 32. registro transmitancia ensayo 2 @ 440 ppm polímero, $\mu = 10 \text{ cP}$ @ 60°C , TDS = 242 ppm, WOR = 75%	76

Figura 33. Porcentaje de transmitancia ensayo 3 @ 640 ppm polímero, $\mu = 20$ cP @ 60 °C, TDS = 242 ppm, WOR = 65%	76
Figura 34. Porcentaje de transmitancia ensayo 4 @ 640 ppm polímero, $\mu = 20$ cP @ 60 °C, TDS = 242 ppm, WOR = 75%	77
Figura 35. Registro transmitancia ensayo 5 @ 2.800 ppm polímero, $\mu = 10$ cP @ 60 °C, TDS = 14.700 ppm, WOR = 65%	77
Figura 36. Registro de transmitancia ensayo 6 @ 2.800 ppm polímero, $\mu = 10$ cP @ 60 °C, TDS = 14.700 ppm, WOR = 75%	78
Figura 37. Registro transmitancia ensayo 7 @ 4.000 ppm polímero, $\mu = 20$ cP @ 60 °C, TDS = 14700 ppm WOR = 65%	78
Figura 38. Registro de Transmitancia Ensayo 8 @ 4.000 ppm Polímero, $\mu = 20$ cP @ 60 °C TDS = 14700 ppm, WOR = 75%	79
Figura 39. Registro de transmitancia Ensayo 9 @ 2.900 ppm Polímero, $\mu = 15$ cP @ 60 °C, TDS = 7.500 ppm, WOR=70%	79
Figura 40. Registro transmitancia ensayo 10 @ 2.900 ppm polímero, $\mu = 15$ cP @ 60 °C, TDS = 7.500 ppm, WOR=70%	80
Figura 41. Registra transmitancia ensayo 11 @ 2.900 ppm polímero, $\mu = 15$ Cp @ 60 °C, TDS = 7.500 ppm, WOR=70%	80
Figura 42. Comparación entre el porcentaje de transmitancia y el contenido de G&A de la fase acuosa separada de la emulsión.	82
Figura 43. Porcentaje de agua separada para los ensayos con viscosidad objetivo de 10 cP en el agua de preparación de baja y alta salinidad.....	83

Figura 44. Cantidad de agua separada para los ensayos con viscosidad objetivo de 20 cP en el agua de preparación de baja y alta salinidad.	84
Figura 45. Cantidad de Agua Separada para los Ensayos con Corte de Agua del 65% para las Viscosidades Objetivo de 10 cP y 20 cP.....	85
Figura 46. Cantidad de Agua Separada para los Ensayos con Corte de Agua del 75% para las Viscosidades Objetivo de 10 cP y 20 cP.....	85
Figura 47. a. Micrografía O/W; b. registros de distribución de tamaño de gota. Blanco @ 0 ppm polímero, TDS = 14700 ppm, WOR = 70%	87
Figura 48. a. Micrografía O/W; b. registros de distribución de tamaño de gota. Ensayo 1 @ 440 ppm polímero, $\mu = 10$ Cp @ 60 °C, TDS = 242 ppm	88
Figura 49. a. Micrografía O/W; b. registros de distribución de tamaño de gota. Ensayo 2 @ 440 ppm polímero, $\mu = 10$ Cp @ 60 °C, TDS = 242 ppm	89
Figura 50. a. Micrografía O/W; b. registros de distribución de tamaño de gota. Ensayo 3 @ 640 ppm polímero, $\mu = 20$ Cp @ 60 °C, TDS = 242 ppm	90
Figura 51. a. Micrografía O/W; b. registros de distribución de tamaño de gota. Ensayo 4 @ 640 ppm polímero, $\mu = 20$ Cp @ 60 °C, TDS = 242 ppm	91
Figura 52. a. Micrografía O/W; b. registros de distribución de tamaño de gota. Ensayo 5 @ 2.800 ppm polímero, $\mu = 10$ Cp @ 60 °C, TDS = 14.700 ppm	92
Figura 53. a. Micrografía O/W; b. registros de distribución de tamaño de gota. Ensayo 6 @ 2.800 ppm polímero, $\mu = 10$ Cp @ 60 °C, TDS = 14.700 ppm, WOR = 75%	93
Figura 54. a. Micrografía O/W; b. registros de distribución de tamaño de gota. Ensayo 7 @ 4.000 ppm polímero, $\mu = 20$ Cp @ 60 °C, TDS = 14700 ppm	94

Figura 55. a. Micrografía O/W; b. registros de distribución de tamaño de gota. Ensayo 8 @ 4.000 ppm, polímero, $\mu = 20$ Cp @ 60 °C TDS = 14700 ppm	95
Figura 56. a. Micrografía O/W; b. registros de distribución de tamaño de gota. Ensayo 9 @ 2.900 ppm polímero, $\mu = 15$ Cp @ 60 °C, TDS = 7.500 ppm	96
Figura 57. a. Micrografía O/W; b. registros de distribución de tamaño de gota. Ensayo 10 @ 2900 ppm polímero, $\mu = 15$ Cp @ 60 °C, TDS = 7.500 ppm	97
Figura 58. a. Micrografía O/W; b. registros de distribución de tamaño de gota. Ensayo 11 @ 2.900 ppm polímero, $\mu = 15$ Cp @ 60 °C, TDS = 7.500 ppm	98
Figura 59. Comportamiento de la intensidad de distribución de tamaño 1 (menor a 350 nm).....	99
Figura 60. Comportamiento de la intensidad de distribución de tamaño 2 (mayor a 500 nm).....	99
Figura 61. Relación entre la intensidad de tamaño de gota 2 (mayor a 500 nm) y el contenido de G&A.....	100
Figura 62 Micrografías de gotas de fase acuosa dispersas en crudo.....	102

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Propiedades del campo Yariguí - Cantagallo.	29
Tabla 2. Análisis de la composición del agua de diferentes zonas del campo Yariguí-Cantagallo	33
Tabla 3 Variables independiente o factores para el caso de estudio	53
Tabla 4 Puntos del diseño experimental	54
Tabla 5 Respuesta de medición para las condiciones del diseño experimental.....	55
Tabla 6 Formulación de la salmuera sintética equivalente al agua de inyección de YR-504.....	56
Tabla 7 Composición de salmuera sintética equivalente a agua de captación.....	56
Tabla 8. Especificaciones para la formación de cada emulsión del diseño experimental.....	59
Tabla 9. BS&W del crudo- YR 99.....	63
Tabla 10. Caracterización básica del polímero.....	63
Tabla 11. Viscosidad en función de la concentración de polímero para un TDS=242 ppm.....	63
Tabla 12. Viscosidad en función de la concentración de polímero para un TDS = 14784 ppm...	64
Tabla 13. Viscosidad en función de la concentración de polímero para un TDS=7513 ppm.....	65
Tabla 14. Resultados relacionados con el proceso de degradación mecánica de las diluciones a las concentraciones seleccionadas para el estudio.	67
Tabla 15. Viscosidad de la fase acuosa separada de las emulsiones 24 horas posteriores a su formación.	70
Tabla 16. Contenido de G&A de la fase acuosa separada de las emulsiones formadas	71
Tabla 17. Contenido de agua en la fase aceite de cada emulsión formada del diseño experimental 24 horas después de su formación con química de superficie	73

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE POLÍMERO RESIDUAL EN LA ETAPA DE DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO EN EL CAMPO YARIGUÍ -CANTAGALLO *

AUTORES: CATERINE ARIZA QUIROGA **

CÉSAR EDUARDO GARNICA GÓMEZ **

PALABRAS CLAVES: Inyección de polímeros, salinidad, concentración de polímero, corte de agua, tamaño de gota, distribución de tamaño de gota, cinética de separación, grasas y aceites.

DESCRIPCIÓN:

El polímero residual que irrumpe con los fluidos de producción de una aplicación de inyección de polímero presenta ciertos efectos en los procesos de tratamiento de los fluidos en superficie. Por tanto, es importante analizar las consecuencias que el polímero genera en la etapa de deshidratación gravitacional y química del crudo a partir de un análisis del comportamiento de las fases presentes en el sistema crudo-solución polimérica.

En este trabajo se estudió el efecto de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada, HPAM, en la eficiencia de separación de fluidos producidos en el piloto de inyección del campo Yariguí-Cantagallo. El estudio consistió en el análisis de rompimiento o estabilidad de las emulsiones de manera estática mediante ensayos de botella, observando la cinética de separación y analizando propiedades como la morfología de las gotas dispersas y la distribución de tamaño de las gotas de crudo en la fase acuosa. El estudio fue planteado teniendo en cuenta la variación del corte de agua, tipo de agua de preparación del polímero a partir de la disponibilidad del recurso en campo y viscosidades objetivo de inyección de polímero requeridas para obtener un control de movilidad favorable. De esta forma se encontraron tendencias importantes en la relación de cada uno de los parámetros anteriormente mencionados sobre el comportamiento de fases, en donde el aumento de la viscosidad de la fase acuosa y la concentración de polímero, favorecieron la cinética de separación de las fases y tuvieron un efecto significativo en el tamaño de la gota dispersa y la

*Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

turbidez de la fase acuosa. Este estudio permitirá prever las medidas correctivas en las facilidades de producción ante una posible expansión de la inyección de polímero a escala de campo.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF THE IMPACT OF THE RESIDUAL POLYMER IN THE STAGE OF DEHYDRATION OF THE CRUDE IN YARIGUI-CANTAGALLO FIELD *

AUTHORS: CATERINE ARIZA QUIROGA **

CÉSAR EDUARDO GARNICA GÓMEZ **

KEYWORDS: Polymer flooding, salinity, polymer concentration, water cut, drop size, drop size distribution, separation kinetics.

DESCRIPTION:

The residual polymer that breakthrough with the production fluids of a polymer injection application has certain effects on the surface treatment processes of the fluids. Therefore, it is important to analyze the effect that the polymer generates in the stage of gravitational and chemical dehydration of crude oil from an analysis of the behavior of the phases present in the crude-polymer solution system.

In this work the effect of the partially hydrolyzed polyacrylamide, HPAM, was studied in the separation efficiency of fluids produced in the injection pilot of the Yariguí-Cantagallo field. The study consisted in the analysis of breaking or stability of the emulsions in a static way by means of bottle tests, observing the separation kinetics and analyzing properties as the morphology of the dispersed drops and the size distribution of the crude drops in the aqueous phase. The study was carried out considering the variation of water cut, type of water of preparation of the polymer from the availability of the field resource and target viscosities of polymer injection required to obtain a favorable mobility control. In this way, important trends were found in the relation of each of the parameters on the phase behavior, in which the increase of the viscosity of the aqueous phase and the concentration of polymer favored the phase separation kinetics and had a significant effect on the size of the dispersed droplet and the turbidity of the aqueous phase. This study will allow

* Graduate Project.

** Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School.

Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-directors: Ph.D. Henderson Iván Quintero Pérez, Qco. Carlos Alberto Torres Camacho, Ing. Daniel Fernando Moreno Díaz

to foresee the corrective measures in the facilities of production before a possible expansion of the polymer injection at field scale.

Introducción

Yariguí-Cantagallo representa el primer proyecto piloto de inyección de polímeros implementado por Ecopetrol y uno de los proyectos químicos EOR (CEOR) que se están ejecutando en Colombia (Maya *et al.*, 2015). El piloto del campo Yariguí-Cantagallo ha alcanzado una producción acumulada de más de 100.000 BOD y una reducción del corte de agua de hasta un 5% después de los primeros dos años de inyección (Pachon y Villar, 2013). Estos buenos resultados han permitido que se esté planeando la expansión al resto del campo de la inyección de polímeros. En el presente trabajo se busca evaluar el efecto de la presencia de polímero en el proceso gravitacional y químico de deshidratación del crudo, considerando una aplicación masiva de la tecnología de inyección de polímero en todo el campo, lo que representa una influencia de los fluidos tratados con presencia de polímero, en la estación Isla VI del 100%.

En el contexto de la industria petrolera los efluentes de producción son crudo y agua, fluidos inmiscibles que pueden emulsionarse en presencia de agentes surfactantes naturales del crudo y la agitación en puntos de alta turbulencia (Rambeau *et al.*, 2014). Las emulsiones generalmente son responsables de los costos de producción asociados con el transporte y la separación crudo-agua (Yang *et al.* 2015). Con la aplicación del proceso de inyección de polímero se van a producir cantidades significativas del químico EOR, dando lugar a la formación de emulsiones más estables de agua en aceite o de aceite en agua en comparación con las emulsiones formadas a partir de efluentes de un proceso de inyección de agua (Wu, 2001; Li, 2007).

En aplicaciones de recobro químico en diferentes campos en el mundo se han identificado diversos efectos del polímero en el tratamiento de efluentes (Yang et al. 2015). Con base en esto se planteó un diseño experimental factorial completo, teniendo en cuenta la viscosidad objetivo requerida en el campo Yariguí- Cantagallo para lograr una relación de movilidad favorable, las fuentes de agua disponibles en el campo ante una expansión del piloto y tres escenarios del comportamiento del corte de agua. Esta con base en la respuesta de producción de agua durante la implementación del piloto. Con el fin de evaluar el impacto del polímero en la cinética de separación crudo-agua y la calidad del agua separada del crudo por medio de mediciones de dispersión múltiple de luz con el equipo Turbiscan, la morfología e independencia de las gotas dispersas en la fase continua por medio de microscopia óptica y la distribución del tamaño de las gotas por Dynamic Light, Scattering DLS.

1. Recobro mejorado con inyección de polímero

En diversas aplicaciones de recuperación de hidrocarburos con inyección de agua se ha identificado una alta ineficiencia del mecanismo de desplazamiento del aceite, debido a una relación de movilidad desfavorable o heterogeneidad del medio poroso, dando lugar a problemas de digitación viscosa, canalización y altas saturaciones de crudo remanentes (Sorbie, 1991). Adicionalmente, el control de la movilidad es uno de los conceptos más importantes en cualquier proceso de recobro mejorado. No hay prácticamente ninguna aplicación química sin inyectar un agente de control de la movilidad. El concepto se basa principalmente en mantener una relación de movilidad favorable entre el fluido desplazante y el fluido desplazado con el fin de mejorar la eficiencia de barrido del crudo en el yacimiento. (Sheng, 2011).

Los polímeros se sugirieron por primera vez a principios de los años 1960 como un medio para mejorar la relación de movilidad al aumentar la viscosidad del agua de inyección y reducir la permeabilidad de la formación (Sorbie, 1991). La figura 1 proporciona un ejemplo de mejora de la eficiencia del desplazamiento macroscópico por inyección de polímero en comparación con la inyección de agua.

Con el fin de apreciar cómo se puede mejorar el barrido volumétrico de una inyección de agua utilizando polímero, es necesario introducir el concepto de relación de movilidad, M , presentada en la ecuación 1.

Ecuación 1. Relación de movilidad entre el fluido desplazado y el fluido desplazante.

$$M = \frac{\lambda_o}{\lambda_w} = \frac{(\mu_o/k_o)}{(\mu_w/k_w)}$$

Donde, λ_o es la movilidad del crudo y λ_w es la movilidad del agua, k_w y k_o , son la permeabilidad al agua y al aceite y μ_w y μ_o son la viscosidad del agua y el aceite respectivamente, la relación entre λ_o y λ_w definen la relación de movilidad.

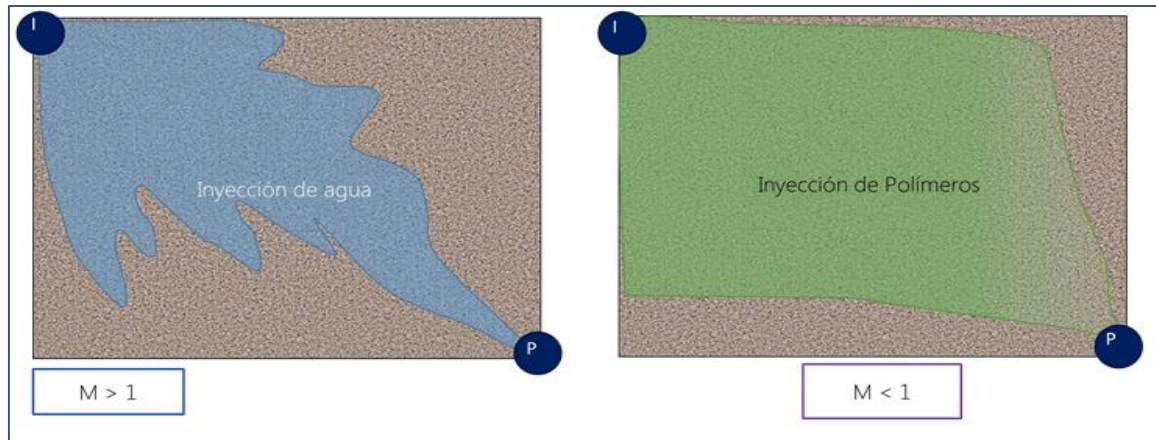


Figura 1. Esquema de la mejora de la eficiencia del desplazamiento macroscópico mediante inyección de polímero. Adaptado de: Moreno Diaz Daniel F. (2016) Evaluación del fenómeno de retención de polímero en medios porosos mediante tomografía computarizada.

Si la razón de movilidad es mayor a 1, la fase desplazante tiene una mayor movilidad y sobrepasa al fluido desplazado. Por tanto, se requieren razones de movilidad menor o iguales a 1. La reducción de movilidad con el uso de polímeros se alcanza por el aumento en la viscosidad del agua μ_w y la reducción en la permeabilidad al agua de inyección k_w . La disminución de la permeabilidad se debe a la retención que sufren las moléculas del polímero en el medio poroso. El efecto de estos parámetros depende del tipo de polímero y del grado de interacción entre la roca y el fluido (Jimenez , 2015). Las aplicaciones de campo muestran que la inyección de polímero puede mejorar la recuperación de petróleo hasta en un 12% del petróleo original. El polímero más utilizado es la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) debido a su bajo costo, buenas propiedades viscosas y características fisicoquímicas bien conocidas (Ma, Gao y Yue, 2013).

1.1. Generalidades de HPAM y propiedades en solución.

La poliacrilamida es parcialmente hidrolizada por reacción de la poliacrilamida con una base. Como se observa en la figura 2, la hidrólisis convierte algunos de los grupos amina (CONH_2) a grupos carboxilato (COO^-).

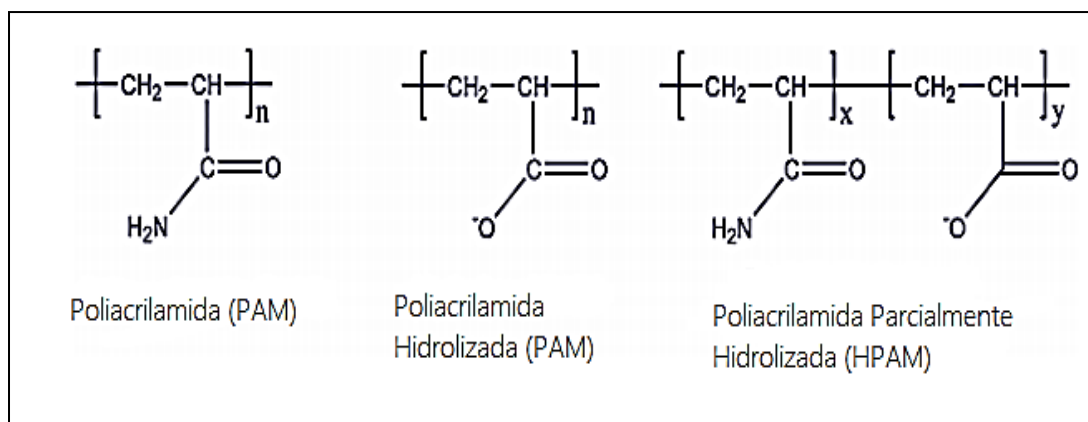


Figura 2. Hidrólisis de la poliacrilamida

Adaptado de: Sheng James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: theory and practice. Burlington, Elsevier Inc, 2011. 632 p.

Las cargas de repulsión de la molécula generan un “des enrollamiento” de la cadena polimérica, lo que provoca el aumento de viscosidad. La hidrólisis también disminuye la adsorción de las moléculas de poliacrilamida que presentan una alta tendencia a retenerse en superficies minerales (Sheng, 2011).

La fracción del grupo amida que se convierte por hidrólisis al grupo carboxilato determina el grado de hidrólisis. Este porcentaje varía entre 15 y 35% en productos comerciales (Guerrero, 2015).

1.1.1. Efectos de la salinidad y concentración de polímero en la viscosidad en solución

acuosa. La viscosidad de HPAM disminuye cuando se añade una sal monovalente (por ejemplo, NaCl). Como se observa en la figura 3, cuando la HPAM se disuelve en agua los grupos carboxilato, se repelen entre sí, lo que produce el estiramiento de la molécula, aumento del volumen hidrodinámico y por ende incrementa la viscosidad. En presencia de sales monovalentes, el grupo carboxilato -COO^- está rodeado por iones Na^+ , que tienden a neutralizar las fuerzas de repulsión haciendo que el volumen hidrodinámico se haga más pequeño y la viscosidad disminuya. Cuando se añaden sales divalentes (CaCl_2 , MgCl_2 y / o BaCl_2) en una solución de HPAM, su efecto es complejo. A baja hidrólisis, la viscosidad de la solución aumenta después de alcanzar el mínimo. A alta hidrólisis, la viscosidad de la solución disminuye bruscamente hasta que ocurre la precipitación de las moléculas de polímero (Sheng, 2011).

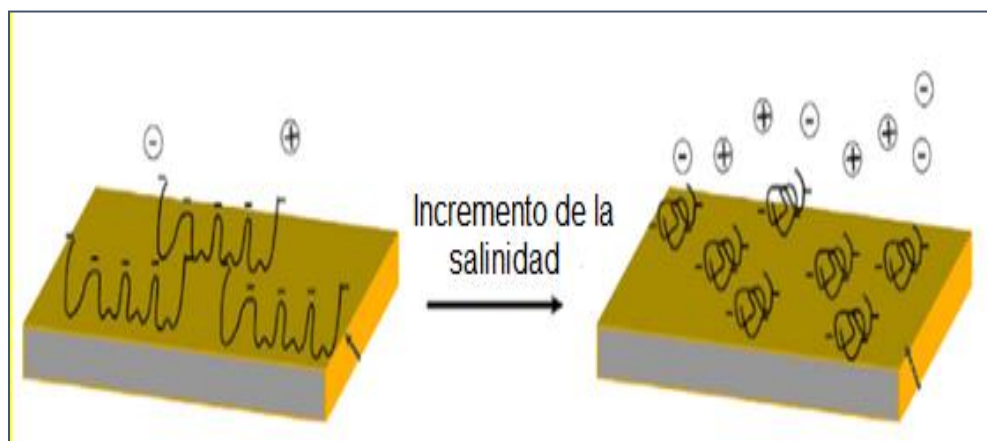


Figura 3. Efecto de la presencia de iones sobre el comportamiento de HPAM

Adaptado de: Shuler Patrick J. Aften Carl W, TANG Yongchun. Theoretical studies of hydrolysis and stability of polyacrylamide polymers. ELSEVIER 121. 2015.

El aumento de la concentración de polímero en dilución incrementa la viscosidad de la fase acuosa, aunque este efecto tiene una gran relación con la presencia de iones monovalentes y divalentes presentes (SHENG, 2011).

1.1.2. Efectos de la degradación mecánica en la disminución de la viscosidad. La degradación mecánica describe el rompimiento de la cadena polimérica como resultado de esfuerzos de cizallamiento en la macromolécula en la región de alto caudal próxima al pozo. Este es un efecto a corto plazo alrededor de las perforaciones, y en algunos de los equipos de manipulación de polímeros, estranguladores y otras estructuras. Esta degradación puede tener un efecto dramático en la reducción de la viscosidad de la solución polimérica (Sheng, Leonhardt and Azri, 2015).

2. Campo Yariguí – Cantagallo

2.1. Ubicación del campo

El campo Yariguí – Cantagallo (Figura 4), se encuentra ubicado hacia la parte central del flanco occidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en los límites de los departamentos de Santander y Bolívar, a la altura de los municipios de Puerto Wilches (Santander) y Cantagallo (Bolívar).



Figura 4. Mapa de localización del campo Yariguí – Cantagallo.

Adaptado de: Maya, G. et al. (2015) 'Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia : Yariguí-Cantagallo Field', SPE-177245-MS.

La estructura cuenta con una extensión aproximada de 14 km², 7 km de largo por 2 km de ancho y el campo tiene aproximadamente una extensión areal de 3000 acres y un aceite en sitio (OOIP) de 1048 MBBL millones de barriles (Maya et al., 2015).

En la figura 5, se puede observar que el campo se encuentra dividido en cinco bloques operativos denominados islas. Los fluidos producidos en cada uno de estos bloques son conducidos a la estación principal, Isla VI, en donde son tratados a partir de las facilidades de superficie dispuestas para el campo (Villar García *et al.*, 2016).

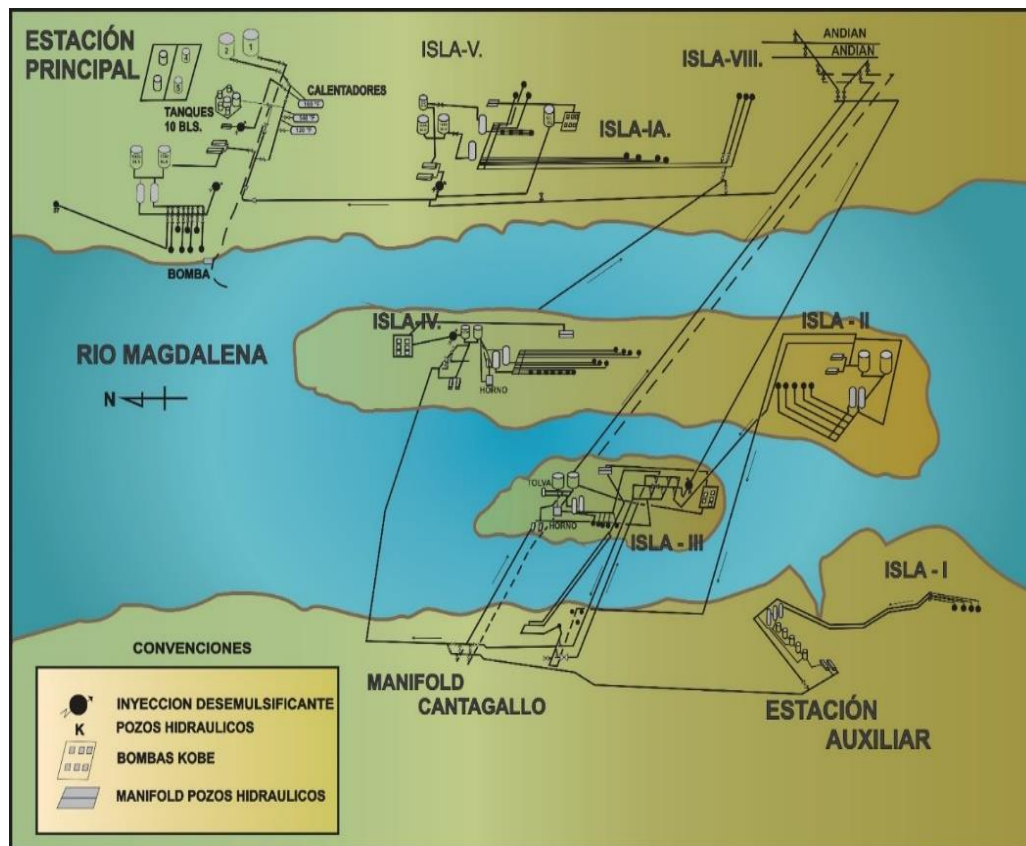


Figura 5. Distribución general de pozos y estaciones de bombeo en el campo Yarigui- Cantagallo.

Adaptado de: Meza Ariza, A. A. and Esteban Mogollón, L. A. (1982) Estudio sobre el comportamiento de las emulsiones existentes en el petróleo producido en el campo ‘Cantagallo- Yariguies’. Universidad Industrial de Santander.

2.2. Características del campo y yacimiento.

La tabla 1 muestra las propiedades promedio del yacimiento. El campo presenta una estructura monoclinall fallada (compartimentada) con ángulos de buzamiento variables. Los intervalos de producción son depósitos finos de edad terciaria de arenisca no consolidada intercalada con *shales*, Mugrosa y la Paz representan las principales formaciones de producción del campo (Maya *et al.*, 2015).

Tabla 1

Propiedades del campo Yariguí - Cantagallo.

Temperatura del yacimiento (°C)	59
Profundidad del yacimiento (ft)	7.300
Rango de porosidad (%)	18 - 20
Rango de permeabilidad (mD)	50 - 182
Presión de punto de burbuja (psi)	2.425
Presión de yacimiento (psi)	2.000
Gravedad API	21
Viscosidad del crudo a la temperatura del yacimiento. (cP)	24

Adapatado de: Maya, G. *et al.* (2015) 'Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia : Yariguí-Cantagallo Field', *SPE-177245-MS*.

2.3. Piloto de inyección de Yariguí- Cantagallo y su posible expansión

Yariguí-Cantagallo representa el primer proyecto piloto de inyección de polímeros implementado por Ecopetrol y uno de los proyectos químicos EOR (CEOR) ejecutados en Colombia (Maya *et al.*, 2015). La implementación del piloto de inyección a etapas tempranas de recobro secundario

con inyección de agua en el campo YR-CG, se consideró con el fin de mejorar la eficiencia de barrido al reducir el valor de la relación de movilidades (M), de un valor de 12, en ese momento, a un valor cercano a 1. Con el incremento de la viscosidad del agua, se buscaba mejorar la eficiencia de desplazamiento y aumentar el factor de recobro. Es así como debido a la alta relación de movilidades del campo y con el objetivo de evaluar el desempeño y los resultados de la implementación de procesos de recobro mejorado en la formación La Paz, desde marzo de 2014 se dio inicio al piloto de inyección de polímero en parte de las arenas Cantagallo del bloque V, a través de los pozos inyectoros YR 510 y YR 504 que influyen en su primera línea los pozos YR-16, YR-39, YR-87 y YR-74 y los pozos YR-87, YR-38, YR-86, YR-99 respectivamente. (Pachon Contreras *et al.*, 2016)

El piloto del campo Yariguí-Cantagallo ha alcanzado una producción acumulada de más de 100.000 BOD y una reducción del corte de agua de hasta un 5% después de los primeros dos años de inyección (Pilar, Álvaro and S.A., 2013). Estos buenos resultados han permitido que se esté planeando la expansión al resto del campo de la inyección de polímeros. En el presente trabajo se busca evaluar el efecto de la presencia de polímero en el proceso gravitacional y químico de deshidratación del crudo, considerando una aplicación masiva de la tecnología de inyección de polímero en todo el campo, lo que representa una influencia de los fluidos tratados con presencia de polímero, en la estación Isla VI del 100%.

A continuación, se exponen los parámetros de referencia a tener en cuenta en el estudio.

2.4. Parámetros a tener en cuenta ante una posible expansión del piloto YR-CG

2.4.1. Proceso de deshidratación del crudo en el campo YR-CG. En la Figura 6 se muestra el esquema general de las facilidades de superficie de YR-CG. Los fluidos que llegan a estación Isla VI pasan inicialmente a los separadores crudo-gas (dos separadores de ensayo y uno general) donde además se administra una dosis de químico antiespumante. Posteriormente, la mezcla crudo-agua pasa a los tanques de separación de agua libre (*Gun Barrel*) de 10000 BPD donde el crudo es luego enviado a los tanques lavadores de 5000 BPD. Al final, el agua se envía directamente a la planta de inyección (PIA).

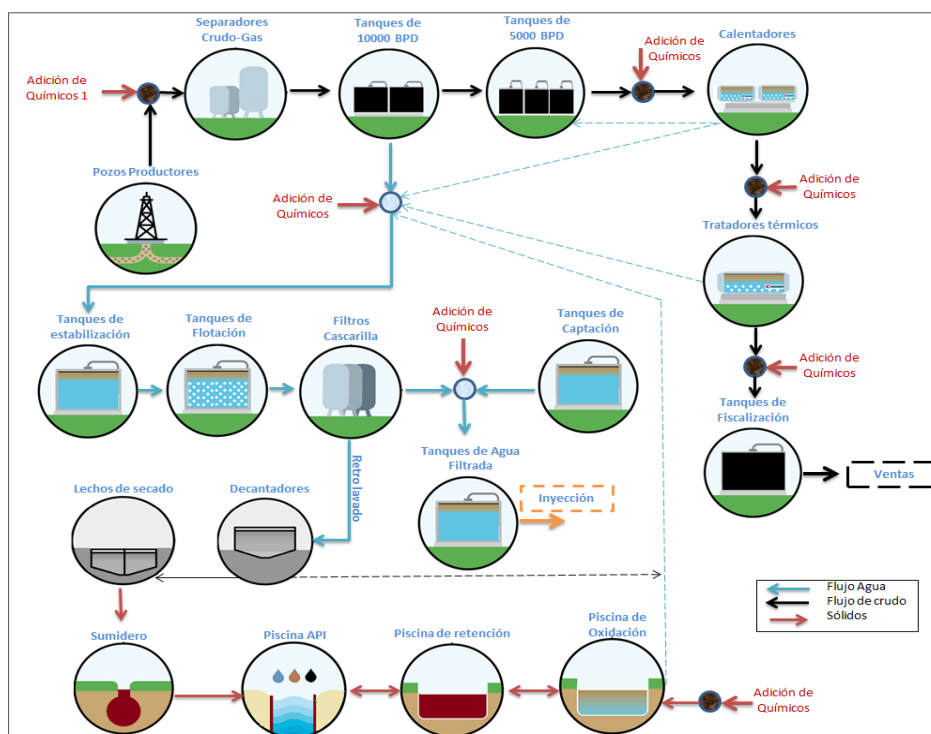


Figura 6. Esquema general facilidades de superficie Yariguí-Cantagallo

Adaptado de: Pachon Contreras, Z. del P. et al. (2016) Evaluación de compatibilidad con química de superficie para tratamiento de agua de inyección, efectos fluidos producidos en facilidades, selección de química de superficie. Piedecuesta- Santander.

El crudo separado de los tanques de 5000 BPD ingresa a tres calentadores ubicados en paralelo que manejan temperaturas entre 65.55°C (150°F) a 76.66°C (170°F). Posteriormente, pasan a dos tratadores horizontales en paralelo que operan en el mismo rango de temperatura. En la entrada a

calentadores, entrada a tratadores y salida de tratadores se adiciona una dosis de químico rompedor de emulsiones y se mantiene un colchón de agua de captación de 2700-2900 BPD. El tiempo de residencia desde que el crudo pasa de los *Gun Barrel* a los tanques de fiscalización es de 24 horas

El agua separada del crudo (agua de producción) continúa hacia el tratamiento primario, donde se retiran los hidrocarburos y grasas por procesos de desnatado y floculación. Luego continúan con el tratamiento secundario que incluye celdas de flotación para retirar aceite remanente y filtros donde se eliminan los sólidos. Finalmente, se adecúa el agua para su vertimiento o reinyección respectivamente, en el tratamiento terciario con procesos de aireación, filtros y/o ajustes de pH. (Pilar, Álvaro and S.A., 2013)

En el presente estudio se evaluó el efecto en la separación gravitacional y química con adición de antiespumante y rompedor directo, correspondiente a las etapas de deshidratación de crudo mostrado en la figura 7.

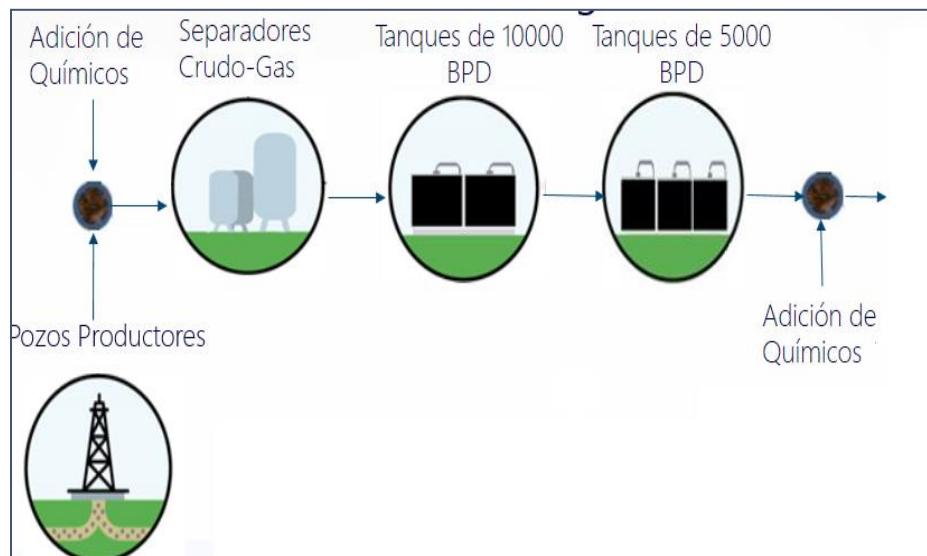


Figura 7. Tratamiento gravitacional y químico de separación del crudo del campo Yariguí- Cantagallo

Adaptado de: Pachon Contreras, Z. del P. et al. (2016) Evaluación de compatibilidad con química de superficie para tratamiento de agua de inyección, efectos fluidos producidos en facilidades, selección de química de superficie. Piedecuesta- Santander.

2.4.2. Características del agua producida y disponible en el campo. Las fuentes de agua disponibles en el campo son en esencia dos: agua de producción con aproximadamente 4.0% de sólidos totales disueltos de los cuales 750 ppm son de iones Ca^{+2} y 130 ppm de iones Mg^{+2} y agua de captación relativamente dulce. Estas aguas se mezclan para obtener el agua que se utiliza en inyección con un contenido aproximado de 1.5% de sólidos totales disueltos. (Pilar, Álvaro and S.A., 2013).

En la tabla 2 se presenta la composición fisicoquímica del agua disponible, donde “Isla VI” representa una muestra tomada en la entrada de la planta de inyección de agua y “YR-504” y “YR-510”, el agua de inyección del piloto tomada después del filtro en los respectivos pozos (Maya *et al.*, 2015)

Tabla 2.

Análisis de la composición del agua de diferentes zonas del campo Yariguí-Cantagallo

Zona	Na^+ [ppm]	Ca^{2+} [ppm]	Mg^{2+} [ppm]	Ba^{2+} [ppm]	Fe^{2+} [ppm]	Cl^- [ppm]	TDS [ppm]	Dureza Total[ppm]
Isla VI	14500	609	93.8	50.9	8	20908	36645	1906.9
Agua captación	45	7.5	1.4	0.3	0.1	<0.74	234	24.6
YR-504	4623	223	38.2	19.2	5	7.925	13163	714.2
YR-510	5064	246	42.3	21.5	6	8.422	14137	788.5

Adaptado de: Maya, G. *et al.* (2015) ‘Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia :Yariguí-Cantagallo Field’, *SPE-177245-MS*.

Para el caso de estudio, considerando la expansión del piloto, se plantean tres escenarios: considerando que el agua de preparación corresponda 100% a agua de captación, un segundo escenario en donde el polímero se prepare en agua de inyección, y un punto intermedio, en donde

se mezclan estas dos fuentes de aguas.

2.4.3. Dilución fluido-fluido del bache de polímero en yacimiento. En un proceso de inyección de polímero, las mezclas fluido-fluido del agua presente en el yacimiento y el bache de polímero hacen que la concentración del fluido inyectado cambie (Jimenez Molano, 2015). Por tanto, se consideró un factor de dilución correspondiente a 2/3 de la solución polimérica y 1/3 de salmuera de formación.

2.4.4. Producción de agua del campo. En lo relacionado con la respuesta del piloto de inyección en la Figura 8, se observa la declinación de la curva de corte de agua de todos los pozos productores influenciados por los dos patrones de inyección. Hasta el 31 de mayo de 2016 el corte de agua que se habría estimado alrededor del 78% se redujo y estabilizó, encontrándose en la actualidad en valores cercanos al 73%. (Pilar, Álvaro and S.A., 2013)

En el presente estudio, se evaluará un corte de agua máximo de 75%, un mínimo de 65% y un punto intermedio del 70%, teniendo en cuenta la tendencia de producción.

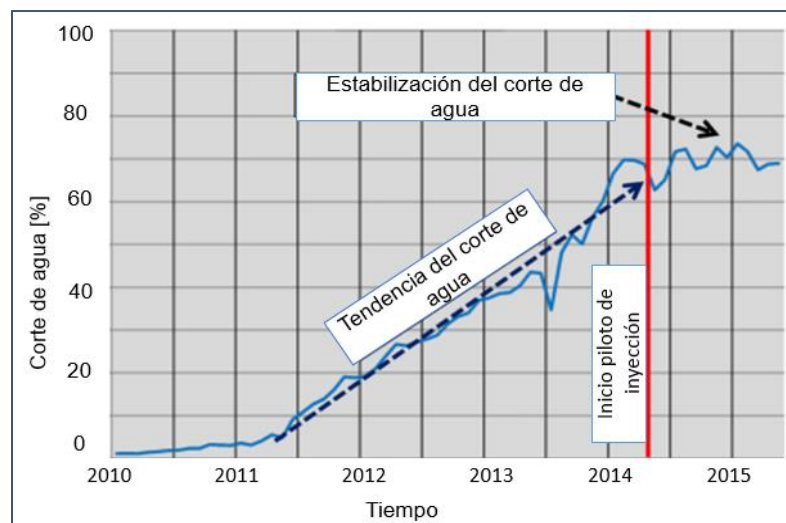


Figura 8. Respuesta del piloto de inyección de polímero campo YR-CG

Adaptado de: Maya, G. et al. (2015) 'Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia : Yariguí-Cantagallo Field', SPE-177245-MS.

2.4.5. Viscosidad objetivo de inyección para el control de movilidad. La viscosidad objetivo para reducir el valor de la relación de movilidad (M) y mejorar la eficiencia de barrido volumétrico para el campo YR-CG, corresponde a un rango entre 10 cP- 20 cP a 60°C (Pilar, Álvaro and S.A., 2013). En el caso de estudio, considerando las fuentes de agua disponibles en el campo para la preparación del polímero de inyección, y teniendo en cuenta el efecto de la salinidad en las propiedades viscosificantes de HPAM, se evaluó una viscosidad máxima de 20 cP, una viscosidad mínima de 10 cP y un punto intermedio a 15 cP a 60°C.

3. Emulsiones

Una emulsión es una mezcla de dos líquidos inmiscibles en el que uno de los líquidos se encuentra suspendido en forma de gotas, como fase dispersa en otro líquido que se denomina la fase continua. Desde un punto de vista termodinámico, la formación de una emulsión no es un proceso espontáneo, porque existe una tendencia natural de los líquidos inmiscibles a separarse para reducir el área interfacial, sin embargo, a ciertas condiciones fisicoquímicas pueden ser cinéticamente estables. Adicionalmente, la presencia de un surfactante asegura la formación de una emulsión porque disminuye la tensión interfacial entre las fases. Los ácidos nafténicos, asfáltenos, resinas, grupos polares, diversidad de heteroátomos (O, N, S), finos de formación y de iones en la fase acuosa, presentan una alta actividad interfacial, pueden llegar con facilidad a la interfase y generar interacciones y reorganizaciones moleculares, así como competencias entre especies con diferente actividad interfacial originando un equilibrio dinámico en solución. (Henández Alarcón, 2016)

En el contexto de la industria petrolera los dos fluidos inmiscibles que pueden emulsionarse son el crudo y el agua. Si la partícula activadora de superficie es hidrófila, creará una emulsión de petróleo en agua (O/W). En el caso de partículas hidrófobas, la emulsión generada será una emulsión de agua en petróleo (W/O) (Rambeau *et al.*, 2014), como se muestra en la figura 9.

La formación de emulsión en el campo petrolífero proviene principalmente de la agitación de las bombas y procesos turbulentos (Ma, Gao and Yue, 2013). Además, el gas asociado a la producción es un agente estimulador de la emulsificación, aumentando la agitación durante la producción (Meza Ariza and Esteban Mogollón, 1982). Las emulsiones constituyen uno de los problemas más frecuentes en la industria del petróleo, por lo que es importante entender su comportamiento con el fin de desarrollar estrategias de inhibición y separación efectivas que permitan el aseguramiento de flujo en especificaciones (Henández Alarcón, 2016)

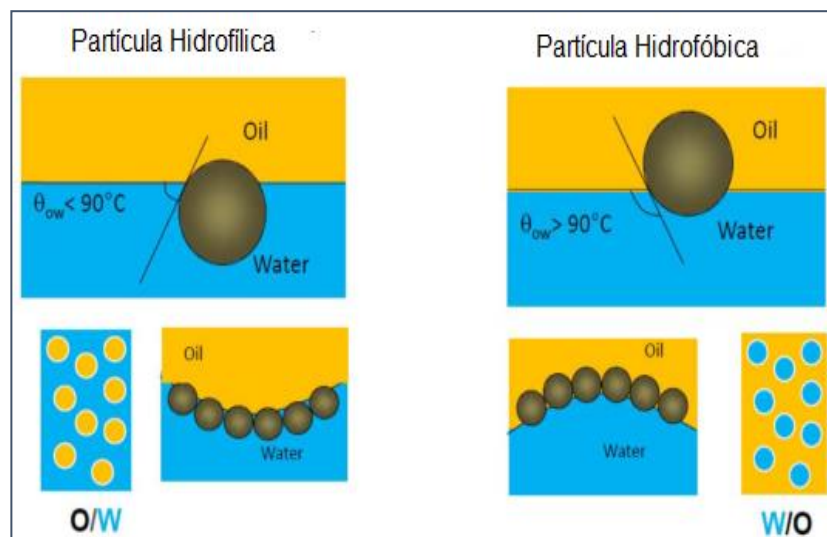


Figura 9. Estabilización de emulsiones con la presencia de partículas

Adaptado de: Rambeau, O. et al. (2014) 'A tool to tackle the Challenges of the Treatment of the Back Produced Viscosified Water', IPTC 2014, (Wang 2011).

3.1. Estabilidad de una emulsión

La estabilidad de una dispersión está relacionada con la teoría de la interacción energética entre las partículas como una función de su distancia. Como se observa en la figura 10, las gotas dispersas en la fase continua poseen una carga eléctrica sobre su superficie. Estas cargas llamadas cargas primarias, atraen los iones de carga opuesta de la fase continua, los cuales se adhieren fuertemente a las partículas formando la capa adherida o comprimida. Éstos a su vez, atraen a su alrededor otros iones que se adhieren débilmente y constituyen la capa difusa. Debido a lo anterior existe un gradiente o potencial electrostático entre la superficie de la partícula y la solución, llamado Potencial Zeta (Gómez Puentes, 2015), el cual es el parámetro más utilizado para describir la propiedad eléctrica de la superficie de la gota de aceite. Cuanto mayor sea el valor absoluto del potencial Zeta, mayor será la densidad de carga y la propiedad eléctrica de la superficie de la gota de aceite (LiYan, Xiuhong and Fengling, 1999). Este potencial tiene un valor crítico, por encima del cual las gotas dispersas son estables, y por debajo de él, la repulsión en las partículas se reduce a un grado tal que chocando con cierta velocidad pueden unirse y flocular (Restrepo Osorno, 2009).

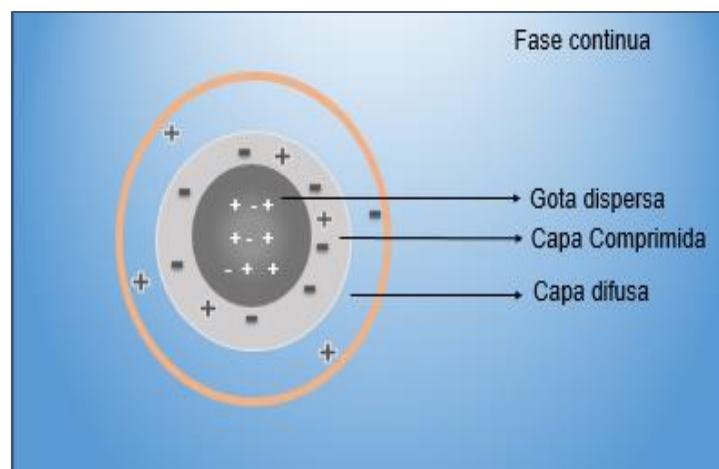


Figura 10. Doble capa de una gota dispersa

Adaptado de: Gómez Puentes, N.A., 2015. Remoción de materia orgánica por medio de coagulación y floculación. Universidad Nacional de Colombia.

Entre los factores estabilizantes de la fase dispersa se cuentan a todas las fuerzas o fenómenos que generan repulsión entre las gotas como el potencial z . Las fuerzas de atracción, en cambio, cumplen un papel opuesto y desestabilizan la gota dispersa, entre ellas la gravedad, el movimiento Browniano y las fuerzas de Van der Waals, que son fuerzas de atracción originadas por acción de dipolos permanentes o inducidos en las partículas.

Las fuerzas de Van der Waals son independientes de la carga neta de los coloides y no varían con el pH o con otras características de la fase acuosa, pero sólo actúan a distancias muy pequeñas. Al acercarse dos partículas la fuerza de repulsión aumenta para mantenerlas separadas. Si se acercan lo suficiente y sobrepasan la barrera de energía, entonces la fuerza de atracción de Van der Waals predominará y las partículas podrán unirse. Cuando se obtiene esta condición se dice que el coloide se ha desestabilizado. (Gómez Puentes, 2015)

3.2. Procesos de separación de emulsiones.

El rompimiento de la emulsión implica los siguientes procesos:

3.2.1. Procesos químicos. Los procesos químicos son el método más común de separación de la emulsión tanto en campo petrolero como en la refinería. Los productos químicos utilizados en este proceso, están diseñados para neutralizar los efectos de los agentes emulsionantes y romper eficazmente la película interfacial, sin la implementación de nuevos equipos o modificaciones del equipo existente (Mosayebi and Abedini, 2013).

3.2.2. Proceso Gravitacional. La mayoría de los equipos de tratamiento de aceite depende de la gravedad para separar las gotas de agua de la fase continua de aceite, ya que éstas, son más pesadas que el volumen de aceite que desplazan. Sin embargo, la gravedad es resistida por una fuerza de arrastre causada por el movimiento descendente de las gotas a través del aceite. Cuando las dos fuerzas son iguales, se alcanza una velocidad constante. Para que este tipo de tratamiento sea efectivo, es necesario dejar el crudo en reposo durante un tiempo determinado (Ken and Maurice, 2008).

3.2.3. Proceso térmico. Un método común en la separación de emulsiones es incorporar calor al sistema para ayudar al rompimiento de la emulsión. El calor acelera la acción química del agente emulsificador de la película que recubre las gotas, la cual es rígida, pero se expande hasta romperse, permitiendo a las gotas combinarse entre sí y sedimentarse. Adicionalmente, el aumento de temperatura reduce la viscosidad de la fase continua y la tensión superficial del agua (Ken and Maurice, 2008).

También se incluyen otros procesos de separación como los eléctricos y una combinación entre estos, dependiendo de las características y propiedades de la emulsión (Mehta, 2005).

Dentro de estos procesos existen tres fenómenos que conducen al rompimiento de las emulsiones (figura 11). La sedimentación es la caída de gotas dispersas de una emulsión debido a la diferencia de densidad entre las fases. La floculación es el proceso por el cual las gotas de la emulsión se agregan sin ruptura de la superficie de cada una de ellas, y puede producirse cuando las fuerzas atractivas de van der Waals superan las fuerzas repulsivas. La coalescencia es un proceso irreversible en el que dos o más gotas dispersas en una emulsión se fusionan para formar

una sola gota de mayor tamaño. El mecanismo de adelgazamiento de la superficie de las gotas depende de la viscosidad y de otras fuerzas que actúan en la superficie (Henández Alarcón, 2016).

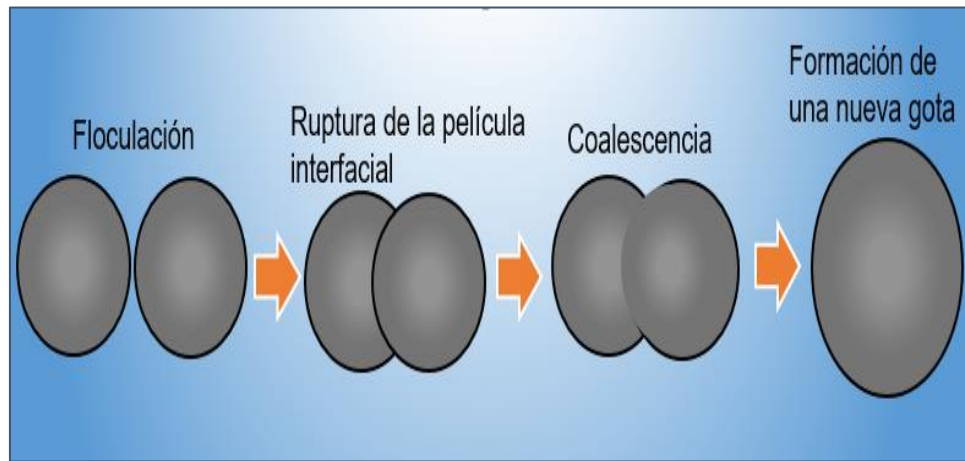


Figura 11. Mecanismos de desestabilización de una emulsión

Adaptado de: Henández Alarcón, E. (2016) Caracterización interfacial de emulsiones agua-aceite (W/O) estabilizadas por asfaltenos usando espectrometría de masas. Univesidad Industrial de Santander.

El aumento de las gotas dispersas en la fase continua ha sido demostrado por la ley de Stokes, en donde se observa que la velocidad de separación es proporcional al cuadrado del diámetro de las partículas e inversamente proporcional a la viscosidad la fase continua (Ma, Gao and Yue, 2013).

Ecuación 2. Ley de Stokes

$$v = \frac{\Delta\rho g d^2}{18\mu}$$

Donde, v = velocidad de asentamiento de las partículas [m / s], $\Delta\rho$ = diferencias de densidad entre la fase continua y la fase dispersa [kg / m³], d = diámetro de las partículas [m] μ = viscosidad dinámica [Pa s].

3.3. Efectos floculantes de la PAM.

Como se mencionó previamente, la floculación puede entenderse como la desestabilización eléctrica de algunas partículas mediante la adición de sustancias químicas floculantes. Los floculantes más efectivos son las poliacrilamidas ligeramente aniónicas con masas moleculares muy elevadas. (Restrepo Osorno, 2009).

Como se observa en la figura 12, al añadir iones de carga eléctrica contraria a las gotas dispersas disminuye la carga eléctrica neta de la gota con respecto al resto de la solución, produciendo un colapso de la "nube de iones" que rodean las gotas de modo que puedan aglomerarse, favoreciendo la floculación (Murillo Castaño, 2011).

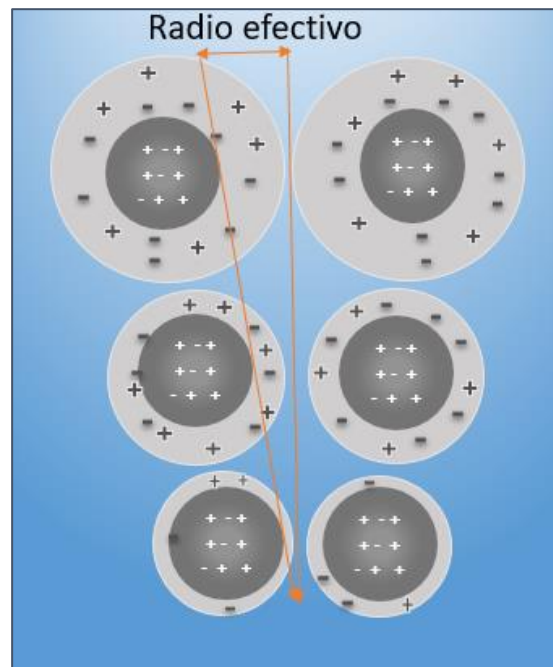


Figura 12. Esquema del fenómeno de floculación

Adaptado de: Gómez Puentes, N.A., 2015. Remoción de materia orgánica por medio de coagulación y floculación.

La propiedad eléctrica de la interfaz agua-aceite es uno de los factores más importantes que influyen en la floculación de las gotas de aceite. Cuanto mayor es la propiedad eléctrica superficial, mayor es el impedimento para la agregación y más estable es la emulsión (LiYan, Xiuhong and

Fengling, 1999). En presencia de PAM, la floculación podría producirse como resultado de la reducción de la carga superficial de las gotas. Por lo tanto, una fuerza de repulsión eléctrica disminuida entre las gotas favorecería la tendencia a flocularse bajo la influencia de las fuerzas de Van der Waals. Sin embargo, un exceso de polímero puede provocar una inversión de la carga y dispersar de nuevo las gotas (Bravo Gallardo, 2017).

Dentro de los mecanismos que permiten la floculación de gotas dispersas en presencia de polímero se encuentra el puente polimérico. Este mecanismo se produce generalmente con agentes floculantes de cadena larga con alto peso molecular y baja densidad de carga. Los polímeros se adsorben sobre las gotas creando así un puente entre partículas como se muestra en la figura 13. Para un eficaz mecanismo de puente es necesario tener en cuenta la cantidad de floculante, el cual debe ser limitado, ya que los altos valores producen gotas reestabilizadas. Las cantidades de coagulante tampoco deben ser demasiado bajas, debido a que no se podrían formar los suficientes contactos de puente. Por otro lado, la actividad de floculación mediante el mecanismo de puente polimérico puede producir flóculos mucho más grandes y más fuertes que los formados mediante otros mecanismos (Bravo Gallardo, 2017)

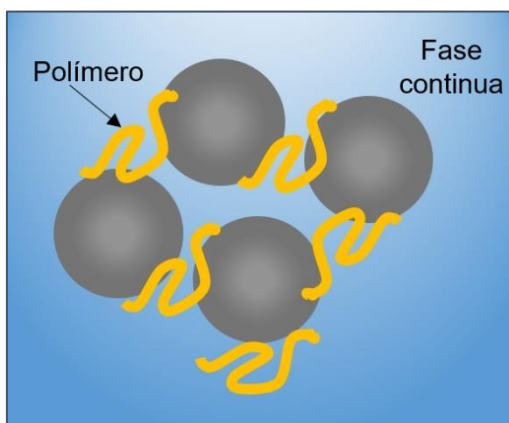


Figura 13. Puente polimérico entre gotas

Adaptado de: Bravo Gallardo, M.A., 2017. Coagulantes y floculantes naturales usados en la reducción de turbidez, sólidos suspendidos, colorantes y metales pesados en aguas residuales.

3.4. Análisis del comportamiento de la emulsión

El análisis del comportamiento de una emulsión se puede llevar a cabo teniendo en cuenta propiedades de la emulsión. Para el caso de estudio, las propiedades a evaluar son:

3.4.1. Estabilidad de la emulsión. Si la emulsión es inestable, las gotas dispersas se unen cuando entran en contacto entre sí y forman gotas más grandes; una emulsión de este tipo se romperá en cuestión de minutos. Por el contrario, una emulsión estable es una suspensión de dos líquidos inmiscibles en presencia de un estabilizador o agente emulsionante que actúa para mantener una película interfacial entre las fases. Los productos químicos, el aumento de temperatura, el tiempo de sedimentación y la electrostática se utilizan para romper la película interfacial. Las emulsiones estables no tratadas pueden permanecer durante días o incluso semanas (Ken and Maurice, 2008). La metodología utilizada para realizar un análisis cinético de separación es la de ensayos de botella y seguimiento al comportamiento de estabilidad y rompimiento de emulsión. En este estudio se utilizó el equipo Turbiscan con el fin de realizar un análisis cinético del comportamiento.

Turbiscan es una tecnología patentada, útil para analizar los mecanismos de desestabilización de emulsiones. Fenómenos como flotación, sedimentación, aglomeración y coalescencia pueden detectarse en etapas tempranas proporcionando una cinética del comportamiento de la muestra en estudio. El principio de funcionamiento del equipo es el de la dispersión múltiple de luz en modo Transmisión (T) y Retrodispersión (BS) (figura 14), con el fin de analizar dispersiones de baja y alta concentración. Las señales de T y BS dependen del tamaño (Rango de tamaño: 10 nm a 1 mm) y concentración de las partículas (Rango de concentración: 0,0001 a 95% v / v). El Turbiscan

puede adquirir señales de T & BS cada 20 micras a lo largo de la altura de la muestra, gracias a una cabeza de lectura patentada.

Las exploraciones se repiten durante el tiempo de envejecimiento de la muestra para detectar cualquier variación de la señal debido a una desestabilización, tal como la migración de partículas y / o la variación del tamaño de partícula. (Fomulation, 2014). La dispersión multiple de la luz en modo BS y T puede observarse en la figura 15.



Figura 14. Configuración del equipo turbiscan

Adaptado de: Fomulation, 2014. Smart Solutions for Dispersions Characterisation.

En el fenomeno de retrodispersión un haz de luz se dispersa sin traspasar la muestra debido a la alta concentración de gotas en suspensión, mientras que en la transmitancia, una menor concentración de gotas dispersan el haz de luz, siendo posible que traspase la muestra.

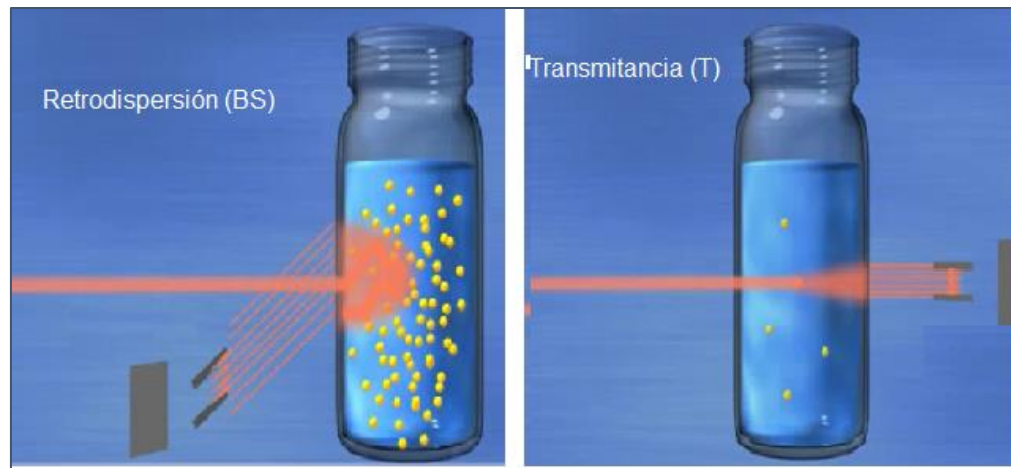


Figura 15. Dispersión múltiple del haz de luz

Adaptado de: Formulation, 2014. Smart Solutions for Dispersions Characterisation.

En la figura 16 se muestra una emulsión estable en donde no ocurre una variación en el BS ni la T.

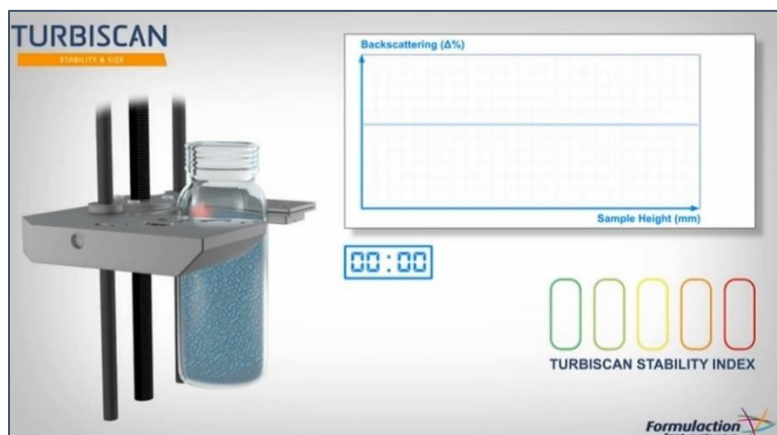


Figura 16. Condición de estabilidad de la dispersión

Adaptado de: Turbiscan - Formulation - Multiple Light Scattering for stability and size.

A medida que pasa el tiempo y las gotas dispersas se sedimentan (figura 17) se observa la desestabilización, encontrándose un aumento del BS en la parte inferior de la muestra debido a que aumenta la concentración de las partículas suspendidas. De igual forma, la T aumenta en la parte superior por que hay una menor concentración de partículas.

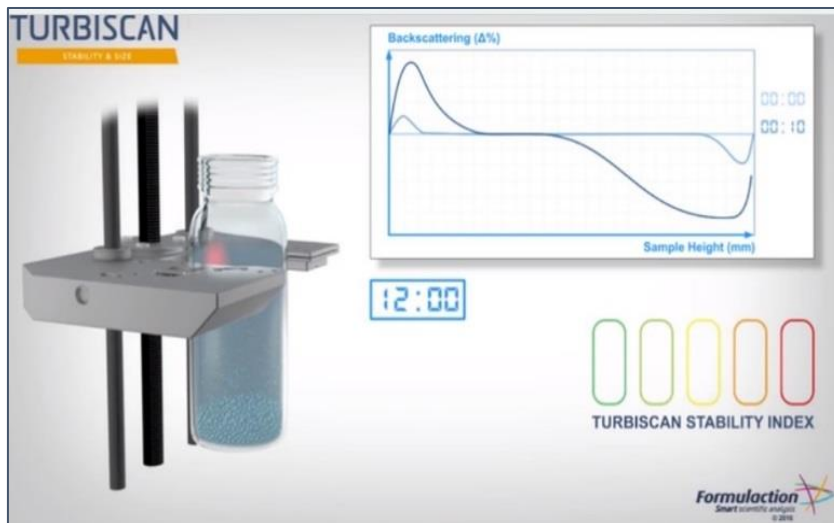


Figura 17. Sedimentación de partículas, variaciones locales de BS Y T

Adaptado de: Turbiscan - Formulaction - Multiple Light Scattering for stability and size, disponible en: <https://vimeo.com/163795934>

3.4.2. Contenido de agua en la fase aceite. El agua contenida en el crudo implica la dispersión de gotas de agua en la fase continua del petróleo crudo. El contenido de agua emulsionada puede llegar al 60 a 70 por ciento en volumen (Mehta, 2005) ocupando espacio en los equipos de procesamiento y en las tuberías, aumentando los costos operativos. Además, las características y propiedades físicas del aceite cambian significativamente con la emulsificación, aumentando la densidad e incrementando significativamente la viscosidad (Mosayebi and Abedini, 2013).

3.4.3. Contenido de aceite en la fase continua acuosa. El contenido de crudo en el agua hace referencia a gotas de crudo dispersas en la fase acuosa continua y debe ser menor a un límite establecido para proyectos de reinyección de agua o para su disposición final según lo establecido por las regulaciones de protección ambiental.(Zheng *et al.*, 2011)

3.4.4. Morfología de las gotas dispersas en la fase continua. La morfología de una emulsión hace referencia al tamaño de las gotas dispersas y su independencia entre sí. Cuanto menor sea el tamaño de la partícula emulsionada, más difícil será la coalescencia de las gotas, y por ende la separación de fases (Yang *et al.*, 2015). Generalmente el tamaño de las gotas dispersas en una emulsión varía entre 0.1 y 100 micras (Ken and Maurice, 2008).

Dentro de los equipos de medición de tamaño de gota dispersa en la fase continua, se encuentra el microscopio óptico, mediante la observación de la muestra y medición visual del tamaño de las gotas. Esta técnica tiene la ventaja de ser capaz de distinguir entre gotas de crudo y partículas de otros componentes. Sin embargo, la técnica generalmente usa un volumen de muestra muy pequeño, por lo que podría no ser representativo (Ken and Maurice, 2008).

3.4.5. Distribución del tamaño de las gotas de crudo en la fase acuosa. La distribución puede ser clasificada evaluando el porcentaje de fase interna (IPR) como mono dispersa o polidispersa. El tamaño y la distribución de las gotas son fuertemente dependientes de la formulación y formación de la emulsión (Ken and Maurice, 2008).

La distribución del tamaño de gotas dispersas en una fase continua puede medirse a partir de su velocidad de movimiento térmico aleatorio o movimiento browniano, la cual está relacionada con su tamaño, pues las gotas más pequeñas se difunden más rápido que las gotas más grandes. La velocidad del movimiento browniano también está determinada por la temperatura, por lo que, es importante tener un control preciso de temperatura. El movimiento browniano es continuo, de tal manera que, si se toman dos “imágenes” de una gota separadas por un corto intervalo de tiempo, por ejemplo 100 μ s, se puede determinar cuánto se ha movido (figura 18). Usando este concepto y la relación entre velocidad de difusión, se puede determinar el tamaño. (MALVERN, 2014)

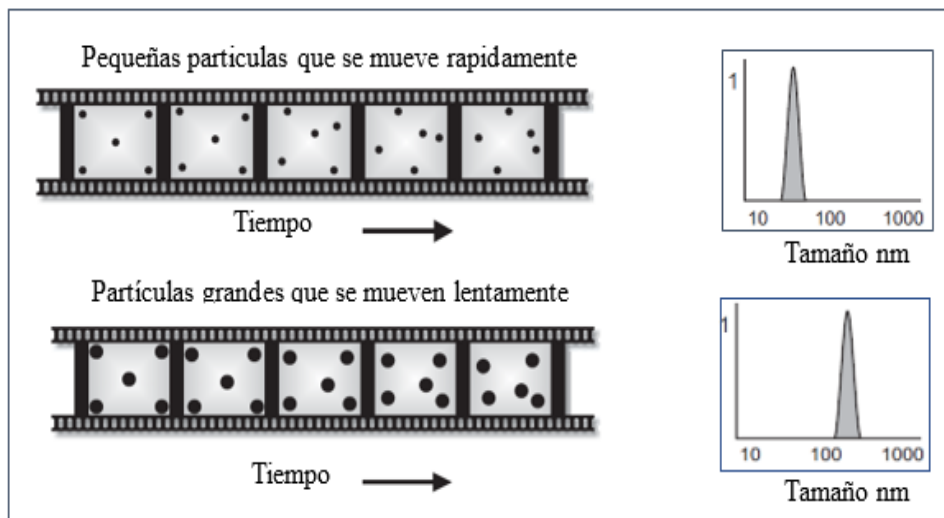


Figura 18. Determinación del tamaño de partícula.

Adaptado de: MALVERN.Zetasizer Nano Series, Malvern Instruments Ltd. (2004)

En el presente estudio se utilizó el equipo Zetasizer Nano ZS90 (Malvern Instruments Ltd.) mostrado en la figura 19, para la determinación de la distribución de tamaño de gotas dispersas utilizando la tecnología incorporada de difusión de luz dinámica (Dynamic Light Scattering DLS)

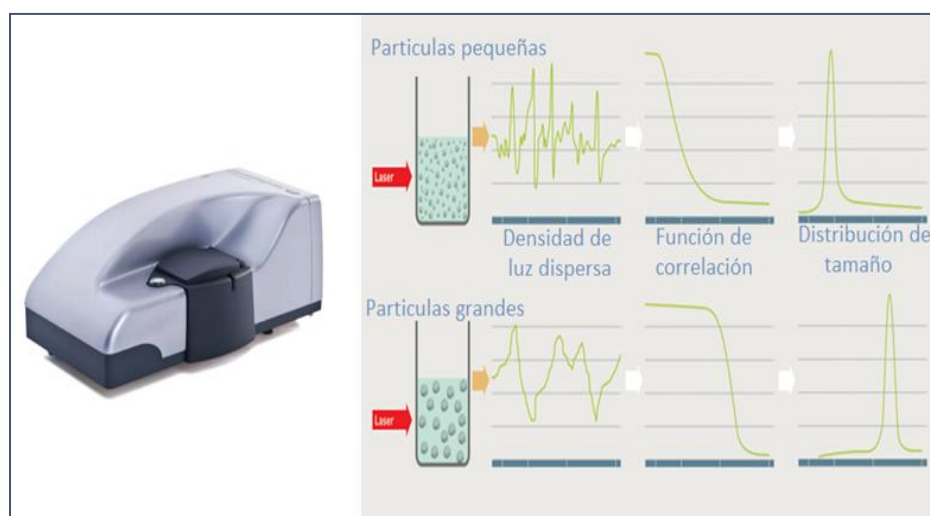


Figura 19. ZETASIZER-Nano Series ZS90/Malvern, principio de funcionamiento DLS

Adaptado de: MALVERN.Zetasizer Nano Series, Malvern Instruments Ltd. (2014)

3.4.6. Potencial Z de las gotas de crudo en la fase acuosa. La carga adquirida por una partícula o molécula en un medio dado es su potencial zeta y surge de la carga superficial y la concentración y tipos de iones en la solución. Puesto que las partículas de carga similar se repelen entre sí, aquellas con altas cargas resistirán la floculación y la agregación por períodos más largos, haciendo que tales muestras sean más estables (MALVERN, 2014). Se puede formar una barrera eléctrica que impide que las gotas dispersas se aproximen unas a otras lo suficientemente cerca para que las fuerzas de atracción de van der Waals funcionen. (Ma, Gao and Yue, 2013)

El potencial z se determina midiendo la velocidad de las partículas mientras se mueven debido a la electroforesis. Las partículas y moléculas que tienen una potencial zeta migrarán hacia un electrodo si se aplica un campo. La velocidad del movimiento es proporcional a la fuerza del campo y a su carga adquirida. Conociendo la intensidad del campo, se mide la velocidad del movimiento, usando electroforesis láser Doppler, y luego el software aplica teorías establecidas para calcular el potencial zeta (MALVERN, 2014).

4. Efectos del polímero en los efluentes de producción

En un proceso de inyección de polímero se pueden producir cantidades significativas del químico EOR, dando lugar a la formación de emulsiones más estables de agua en aceite o de aceite en agua en comparación con las emulsiones formadas a partir de efluentes de un proceso de inyección de agua (Wu 2001; Li 2007). Las emulsiones están presentes en todas las operaciones de producción de petróleo y generalmente son responsables de los costos de producción asociados con el transporte y la separación crudo-agua. (Yang et al. 2015; Fang et al., 2014; Zhang et al., 2014).

Diferentes estudios han reportado algún impacto de los productos químicos EOR sobre los tratamientos con fluidos producidos (ver, por ejemplo, Li 2006; Zheng 2011; Wang 2011; Feng 1994). Algunas soluciones han sido propuestas en documentos recientes, como productos químicos específicos (Hirasaki 2010; Nguyen 2011; Zhang 2011), equipos (Deng 2002; Liu 2005; Zhang 2007) o procesos (Wang 2006; Zhang 2010). En el caso del polímero altamente soluble en agua como la HPAM, los resultados indican que los fluidos producidos posterior a un proceso de inyección de polímeros se caracterizan por una fuerte electronegatividad, alta viscosidad y fuerte tendencia a la emulsión y estabilidad, dando como resultado un comportamiento de emulsificación más complejo que limita la coalescencia. (Argillier *et al.*, 2013)(Yang *et al.*, 2015)

La presencia de polímero aumenta de la estabilidad de la emulsión, principalmente por los siguientes mecanismos:

4.4. Aumento de la viscosidad de la fase acuosa

El aumento de la viscosidad de la fase acuosa disminuye la frecuencia de colisión de las gotas dispersas de crudo y por ende la velocidad de coalescencia (Ma, Gao and Yue, 2013).

4.5. Formación de una película elástica

Existen espacios entre los componentes tensioactivos (tales como ácidos de petróleo y asfáltenos) en la interfase, por lo que la cadena de moléculas de polímero puede entrar en estos espacios y formar una capa de adsorción mixta, caracterizada por ser compacta y elástica (Ma, Gao and Yue, 2013).

4.6. Aumento del potencial z

El polímero en el agua producida puede adsorberse en la superficie del aceite y alterar el potencial de las gotas de aceite (Deng et al., 2002a). El fluido efluente de un proceso de inyección de polímero de alta concentración se caracteriza por una electronegatividad fuerte. Sin embargo, en diversos estudios se ha demostrado que este efecto puede no ser el mecanismo dominante para obstaculizar la floculación por colisión de las gotas dispersas (Ma, Gao and Yue, 2013).

4.7. Disminución del tamaño de la gota dispersa

La película de adsorción mixta formada por componentes como los ácidos de petróleo y los asfáltenos y el polímero pueden disminuir la coalescencia de las gotas, lo que mantiene constantemente el tamaño de la gota de aceite emulsionado en el área más pequeña (Ma, Gao and Yue, 2013), además, se ha evidenciado una tendencia al tamaño que adquieren las gotas de aceite en la fase acuosa en función de la cantidad de aceite presente (Yang *et al.*, 2015).

Estos mecanismos afectan negativamente los parámetros que favorecen la separación de emulsiones, lo que finalmente disminuye la velocidad de separación en decenas de veces (Ma, Gao and Yue, 2013).

4.8. Efectos en la cinética de separación

En presencia de polímero en los efluentes producidos, se ha observado una mayor facilidad para la formación de emulsiones aceite-agua, pero una mayor dificultad de separación (Yang *et al.*, 2015). Para el agua de producción, cuanto mayor sea su viscosidad, menor será la tendencia al aumento de la velocidad de las gotas de aceite y, por lo tanto, mayor será la dificultad para separar

los fluidos. La viscosidad de las soluciones en agua de producción aumenta con el incremento en el peso molecular y la concentración de HPAM (Quintero Perez and Maya Toro, 2016).

4.9. Formación de emulsiones múltiples e inversión de fases.

En estudios realizados por (Yang *et al.*, 2015) se observó que a medida que aumenta la concentración de polímero y a bajos cortes de agua, se producía un efecto de inversión de fase, en el que la emulsión puede pasar de agua en aceite (W / O) a aceite en agua (O / W) o agua-en-aceite-en-agua (W / O / W).

5. Diseño experimental

El Diseño Estadístico de Experimentos (DEE), también denominado diseño experimental, es una metodología basada en útiles matemáticos y estadísticos cuyo objetivo es ayudar al experimentador a seleccionar la estrategia experimental óptima que permita obtener la información buscada con el mínimo costo y evaluar los resultados experimentales obtenidos, garantizando la máxima fiabilidad en las conclusiones que se obtengan.

Las situaciones en las que se puede aplicar el DEE son muy numerosas. De forma general, se aplica a sistemas, en los cuales se observan una o más variables experimentales dependientes o respuestas (y) cuyo valor depende de los valores de una o más variables independientes (x) controlables llamadas factores. (Ferré and Rius, 2002)

Cuando el objetivo es medir cómo influyen k factores en un proceso y descubrir si interaccionan entre ellos, el diseño factorial completo 2^k es la estrategia experimental óptima. En un experimento

factorial completo, las respuestas se miden en todas las combinaciones de niveles de los factores experimentales. Cada combinación de niveles de factores representa las condiciones en las que se tomará una medida de respuesta. Cada condición experimental se denomina una "corrida" y cada medida es una observación. En el presente estudio se seleccionó el diseño factorial 2^3 (Figura 20), en donde se disponen de 3 variables independientes evaluadas a dos niveles, para un total de 8 experimentos o corridas. (Barsalou, 2017)

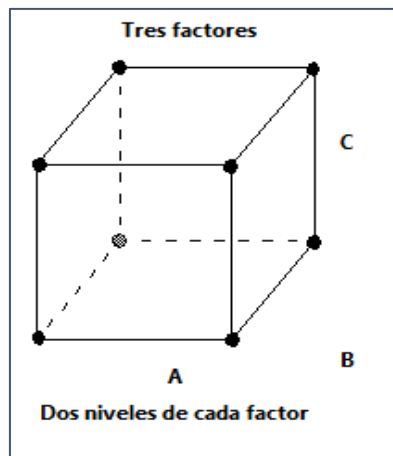


Figura 20. Diseño experimental de tres factores a dos niveles por cada factor.

Adaptado de: Barsalou, M. (2017) Teaching DoE with Paper Helicopters and Minitab - Minitab. Available at: <https://www.minitab.com/en-us/Published-Articles/Teaching-DoE-with-Paper-Helicopters-and-Minitab>

Para el caso de estudio se seleccionaron las variables independientes o factores que se muestran en la tabla 3 y los respectivos valores para cada nivel.

Tabla 3

Variables independiente o factores para el caso de estudio

Parámetro	-1	+1
Viscosidad	10 cP	20 cP
TDS del agua de preparación del polímero	14,784 ppm	242 ppm
WOR	65%	75%

En la tabla 4 puede observarse el diseño factorial completo 2^3 (Número de ensayo 1-8). Se incluyeron 3 puntos centrales (Número de ensayos 9-11) con el fin de analizar la varianza de la metodología aplicada. Adicionalmente se fijó un punto como “blanco” (Número de ensayo 0) para las respectivas comparaciones del efecto de la presencia de polímero en el efluente.

Tabla 4
Puntos del diseño experimental

Numero de ensayo	TDS agua de preparación [ppm]	Viscosidad objetivo de la solución polimérica [cp]	Corte de agua [%]
0	14784	Sin polímero	70%
1	242	10	65
2	242	10	75
3	242	20	65
4	242	20	75
5	14784	10	65
6	14784	10	75
7	14784	20	65
8	14784	20	75
9	7513	15	70
10	7513	15	70
11	7513	15	70

La tabla 5 muestra las medidas de respuestas para el presente estudio.

Tabla 5*Respuesta de medición para las condiciones del diseño experimental*

Contenido de grasas y aceites presentes en la fase acuosa (G&A)
Fracción de agua separada
Intensidad de tamaño 1, de gotas de crudo dispersas en la fase acuosa (menor a 350 nm)
Intensidad de tamaño 2, de gotas de crudo dispersas en la fase acuosa (mayor a 500 nm)

6. Metodología aplicada

6.1. Metodología general

La metodología consistió en preparar fluidos representativos de los efluentes que se producirían en una expansión del piloto de inyección Yariguí-Cantagallo y la posterior formación de emulsiones estables con dichos fluidos (crudo- solución acuosa salmuera-polímero), con el fin de evaluar el impacto de la presencia de poliacrilamida parcialmente hidrolizada HPAM en el proceso de deshidratación gravitacional y químico del crudo. Para ello se evaluó el rompimiento o estabilidad de las emulsiones de manera estática mediante ensayos de botella, observando la cinética de separación, la morfología de las gotas dispersas en la fase continua y midiendo parámetros como la distribución del tamaño de las gotas y el contenido G&A de la fase acuosa y BS&W de la fase oleica, separadas de la emulsión. Se tuvieron en cuenta diferentes condiciones de estudio: variación del corte de agua, tipo de agua de preparación y viscosidades objetivo a la temperatura de interés. A continuación, se presentan los procedimientos utilizados para cada etapa del proceso de evaluación.

6.2. Fluidos y productos químicos utilizados

Se utilizó una muestra de crudo del pozo YR-99 al cual se le midió inicialmente el BS&W. Posteriormente se deshidrató el crudo de forma física con centrífuga de temperatura.

El polímero utilizado fue HPAM ligeramente sulfonada. Se llevó a cabo la determinación del porcentaje de humedad e hidrólisis del polímero.

Para la preparación del polímero se elaboraron salmueras sintéticas con las características fisicoquímicas equivalentes al agua de inyección de YR-504, la cual tiene un TDS= 14784 ppm y agua de captación con un TDS=242 ppm, en las tablas 6 y 7 puede observarse la composición a base de sales de cloruro.

Tabla 6

Formulación de la salmuera sintética equivalente al agua de inyección de YR-504

Salmuera sintética de captación			
NaCl (g/l)	CaCl ₂ .2H ₂ O (g/l)	MgCl ₂ .6H ₂ O (g/l)	KCl (g/l)
13.427	0.99	0.311	0.056

Adaptado de: Pilar, P.C.Z. del et al., 2013. Evaluación experimental de polímeros para recobro mejorado en el campo Yariguí-Cantagallo.

Tabla 7

Composición de salmuera sintética equivalente a agua de captación

Salmuera sintética de captación			
NaCl (g/l)	CaCl ₂ .2H ₂ O (g/l)	MgCl ₂ .6H ₂ O (g/l)	KCl (g/l)
0,18	0,031	0,011	0,002

Adaptado de: Villar García, Á. et al., 2016. Evaluación de compatibilidad con química de superficie para tratamiento de agua de inyección, efecto de fluidos de producción en facilidades, selección de química de superficie.

Para el caso de estudio se adicionó rompedor directo (LA3622E) y antiespumante (Defoamer AF185), que corresponden a la química actualmente utilizada en campo (Quintero Perez and Maya Toro, 2016).

6.3. Preparación de las soluciones poliméricas

Se prepararon dos soluciones madre a 5000 ppm de polímero, en salmuera sintética equivalente al agua de inyección de YR-504 y salmuera sintética equivalente a agua de captación. En un recipiente de aluminio se pesó la cantidad de polímero requerida para obtener la concentración deseada. Posteriormente, se pesó la cantidad de agua en un *beaker* de 400 ml, se inició la agitación (agitador mecánico) verificando la formación de un vórtice que ocupara el 70% del volumen del *beaker* a 300 rpm y se adicionó el polímero sobre el hombro del vórtice poco a poco formando un hilo (para evitar la formación de grumos o de ojos de pescado). Finalmente, se dejó en agitación a 200 rpm por un periodo de 12 horas en proceso de hidratación de la solución polimérica. A partir de las soluciones madre se procedió a realizar las respectivas diluciones, pesando la cantidad de salmuera y de solución madre requeridas.

6.4. Degradación mecánica

Este procedimiento se realiza a las diluciones preparadas a las concentraciones de interés, con el fin de obtener una solución polimérica representativa de los procesos a los que realmente se somete en campo luego de su inyección. En donde se estima que, al pasar por los perforados, estaría expuesta a la mayor velocidad de corte. Por lo que el polímero sufriría dicha degradación mecánica, es decir, rompimiento de las moléculas, especialmente las de mayor peso molecular y por ende pérdida de viscosidad. Para ello, la solución polimérica es presurizada a través de un tubo

capilar a un caudal de flujo variando la presión hasta obtener el *shear rate* de interés, que para efectos del presente trabajo correspondió a 20000 s^{-1} . La velocidad de corte (*shear rate* - sr) que sufre la solución polimérica puede ser calculada con el caudal medido que pasa a través del capilar que tiene un radio conocido usando la ecuación 3. A la solución sometida a este procedimiento se le mide viscosidad a 7.1 s^{-1} a temperatura ambiente ($25\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Ecuación 3. Cálculo del esfuerzo de corte

$$sr = 4Q/\pi R^3$$

Q: caudal (cm^3/s), R: radio del capilar (cm)

6.5. Viscosidades de las soluciones poliméricas

Este ensayo se realizó usando un viscosímetro Brookfield DV2T con adaptador UL, a una velocidad de corte de 7.1 s^{-1} . Se midió la viscosidad a 25°C de soluciones poliméricas antes y después de cizalla.

6.6. Preparación de emulsiones

Las emulsiones sintéticas fueron preparadas de la siguiente manera: se adicionó en probetas milimetradas de salida lateral de 150 ml los volúmenes de crudo (YR-99) deseado de acuerdo con los cortes de agua a evaluar para cada punto del diseño experimental. En beakers de 100 ml se adicionó el volumen de diluciones poliméricas a las diferentes concentraciones de interés y salmuera sintética equivalente al agua de inyección de YR-504. Las muestras se llevaron a precalentamiento en un horno a 60°C . Con un termómetro se verificó la temperatura y una vez alcanzados los 60°C de todas las fases, se llevó cada probeta a agitación con el equipo Ultra Turrax a 13500 rpm, agregando 5 ml de la dilución polimérica hasta completar 2/3 del WOR y 1/3 restante correspondió a salmuera sintética equivalente al agua de inyección de YR-504. Finalmente, las

probetas se reservaron en el horno a 40 °C. Se observó una relativa estabilidad de separación en cada emulsión a las tres horas de su formación, tiempo al cual se sacaron las probetas del horno y se agitaron fuertemente de manera manual por 30 segundos y se adicionó 37 ppm del antiespumante Defoamer AF185 y 50 ppm del rompedor directo LA3622E conforme a lo aplicado actualmente en campo. Se agitaron manualmente a 100 “strokes”, y se llevaron nuevamente al horno a 40 °C. A continuación, se detallan las especificaciones para cada ensayo del diseño experimental.

Tabla 8.*Especificaciones para la formación de cada emulsión del diseño experimental*

Número de ensayo	Concentración de polímero HPAM [ppm]	TDS [ppm]	Fase acuosa adicionada considerando un factor de dilución de 33.33%	Fase oleica adicionada crudo YR 99
0 (blanco)	0	14784	70 ml Salmuera sintética de producción.	30
1	440	242	43.333 ml de solución polimérica + 21.666 ml de salmuera sintética de producción.	35
2	440	242	50 ml de solución polimérica + 25 ml de salmuera sintética de producción.	25
3	640	242	43.333 ml de solución polimérica + 21.666 ml de salmuera sintética de producción.	35

			50 ml de solución polimérica + 25	
4	640	242	ml de salmuera sintética de producción.	25
			43.333 ml de solución polimérica +	
5	2800	14784	21.666 ml de salmuera sintética de producción	35
			50 ml de solución polimérica + 25	
6	2800	14784	ml de salmuera sintética de producción	25
			43.333 ml de solución polimérica +	
7	4000	14784	21.666 ml de salmuera sintética de producción	35
			50 ml de solución polimérica + 25	
8	4000	14784	ml de salmuera sintética de producción	25
			46.666 ml de solución polimérica +	
9-10-11 Puntos centrales	2900	7513	23.333 ml de salmuera sintética de producción	30

Posteriormente, a las 24 horas de formada la emulsión, se extrajeron por medio de la válvula incorporada a la probeta la fase acuosa y la fase oleica para las respectivas mediciones de G&A, BS&W, morfología de las gotas dispersas y distribución del tamaño de gota.

6.7. Análisis cinético de separación por medio del equipo Turbiscan

Una vez terminada la incorporación total de la fase acuosa a la fase oleica, sin dejar de agitar, se introdujo en la probeta una manguera conectada a una jeringa con el fin de extraer 10 ml de emulsión que se transfirieron a celdas para el análisis cinético del comportamiento de la emulsión con ayuda del equipo Turbiscan Lab. Se realizó el seguimiento de separación a los 15 min, 1 hora, 30 horas y 24 horas. A las tres horas de formada la emulsión se aplicó el mismo procedimiento realizado con las probetas a las celdas del Turbiscan y se reservaron en el horno a 40 °C para posterior análisis de separación en el equipo.

6.8. Determinación de grasas y aceite (G&A) en la fase acuosa

Pasadas 24 h al finalizar el seguimiento después de la adición de la química de superficie, se tomó una muestra de 5 ml de la fase acuosa de cada emulsión formada, con el fin de determinar la concentración de grasas y aceites. Se realiza por medio de extracción liquido-líquido de las G&A las cuales son retiradas de la fase acuosa (5 ml) por íntimo contacto con 1.5 ml de un solvente orgánico (en este caso varsol) bajo agitación vigorosa por 30 segundos, se deja en reposo hasta separación total, se retira 1 ml de la fase orgánica y se procede a determinar la concentración de la muestra en el espectrofotómetro midiendo la absorbancia a una longitud de onda de 470 nm. El contenido de grasas de la muestra se determinó de acuerdo con la siguiente ecuación.

Ecuación 4. Calculo de la concentración de G&A

$$[\text{Grasas y Aceite}]_{\text{ppm}} = \left(\frac{[\text{G\&A}]_{\text{ppm}} \times 1,5 \text{ mL } V_{\text{ste}}}{5 \text{ mL } V_{\text{muestra}}} \right)$$

Donde [G&A] es la lectura obtenida en el espectrofotómetro en ppm, V_{ste} volumen de solvente empleado en la extracción y $V_{muestra}$ volumen inicial de muestra sobre la cual se realizó la extracción.

6.9. Determinación del contenido de agua en la fase oleica

Finalizando el seguimiento cinético de separación, se extrajeron 5 ml de la fase oleica, 2 cm por encima de la interfase de aceite-agua y se procedió a la medición del WOR en el equipo 848 Tritino Plus Metrohm.

6.10. Distribución del tamaño de gotas de aceite en agua

El análisis de distribución del tamaño de las gotas de aceite dispersas en una fase acuosa continua se realizó por medio del equipo ZETASIZER-Nano Series ZS90/Malvern. Para este análisis se extrajo una muestra de 5 ml de la fase acuosa separada de la emulsión y posteriormente se utilizó una celda DTS0012 la cual se introdujo en el equipo.

6.11. Morfología de las gotas dispersas en la fase continua

La morfología de las emulsiones se caracterizó usando el Microscopio Óptico de Contraste de Fase Carl Zeiss Axiolmager Z1m con objetivos Epiplan Neofluar a 20x.

7. Resultados y análisis

7.1. Medición de BS&W de la muestra de crudo.

En la tabla 9 se observa el resultado de la determinación del contenido de agua y sedimento (BS&W) del crudo del pozo YG-99 y el BS&W posterior a la deshidratación.

Tabla 9.*BS&W del crudo- YR 99*

Pozo	BS&W del crudo del campo [%]	BS&W Crudo deshidratado [%]
Yariguí 99	50	0.75

7.2. Porcentaje de humedad y grado de hidrólisis del polímero

Tabla 10.*Caracterización básica del polímero*

Polímero	% Humedad	Grado de hidrólisis
HPAM ligeramente sulfonada	6.8	26.5

7.3. Viscosidad en función de la concentración de polímero

A continuación, se presentan las concentraciones de polímero en solución que permitieron aproximar la viscosidad a ± 2 cP para los niveles de viscosidad mínimo, máximo e intermedio a evaluar en función del agua de preparación del polímero.

Tabla 11.*Viscosidad en función de la concentración de polímero para un TDS=242 ppm.*

Concentración de polímero [ppm]	300	400	430	500	540	600	640	700
viscosidad [cP] @ 60 °C	4.45	8.8	10.2	12.85	14.8	18.1	21.1	23.4

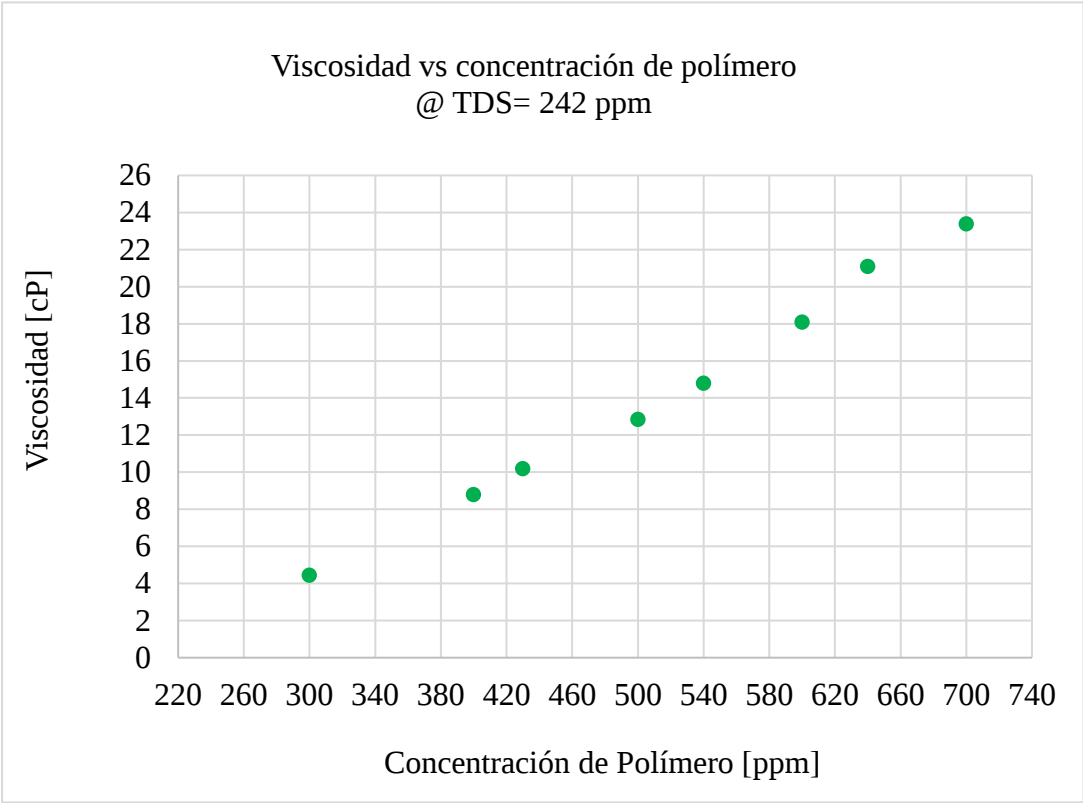


Figura 21. Viscosidades a 7.1 s^{-1} y 60°C de las soluciones poliméricas a diferentes concentraciones

Se seleccionaron valores de 430 ppm y 640 ppm de polímero como concentraciones óptimas para obtener viscosidades objetivo de 10 y 20 cP respectivamente.

Tabla 12.
Viscosidad en función de la concentración de polímero para un TDS = 14784 ppm

Concentración de polímero [ppm]	2500	2800	3000	3300	3700	3800	4000
viscosidad [cP] @ 60 °C	8.1	10.2	11.8	15.25	17.85	19.1	20.85

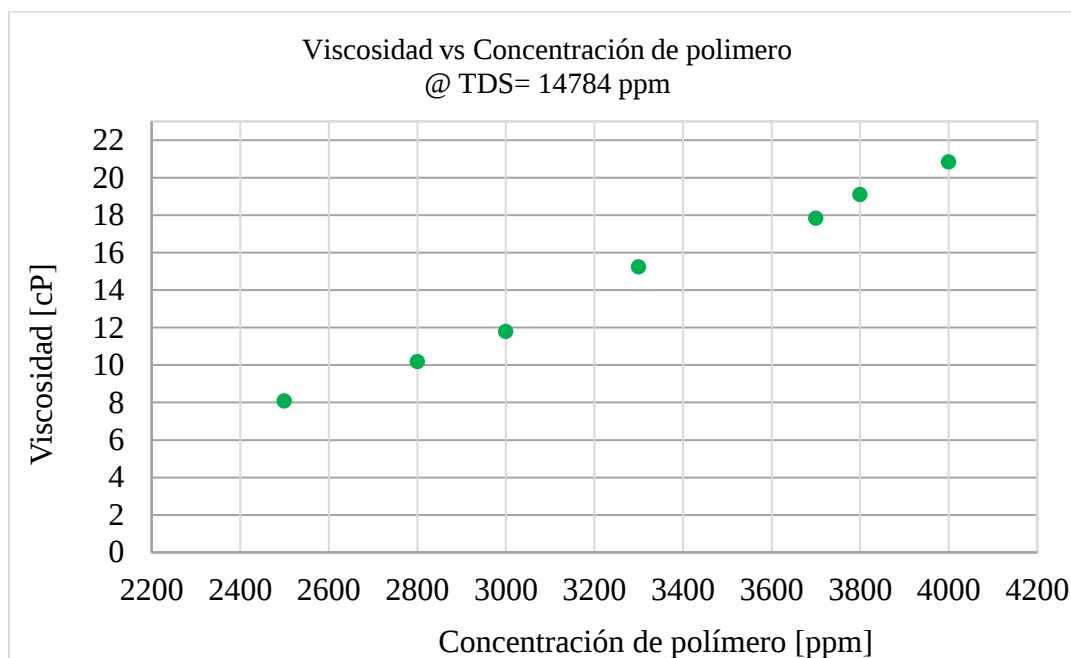


Figura 22. Viscosidades a 7.1 s^{-1} y 60°C de las soluciones poliméricas a diferentes concentraciones para un TDS= 14784 ppm

Se seleccionaron valores de 2800 ppm y 4000 ppm de polímero como concentraciones óptimas para obtener viscosidades objetivo de 10 y 20 cP respectivamente a TDS= 14784 ppm.

Tabla 13.

Viscosidad en función de la concentración de polímero para un TDS=7513 ppm.

Concentración de polímero [ppm]	1600	1800	2200	2300	2900	3500
viscosidad [cP] @ 60 °C	5.9	6.5	9.8	10	15	20

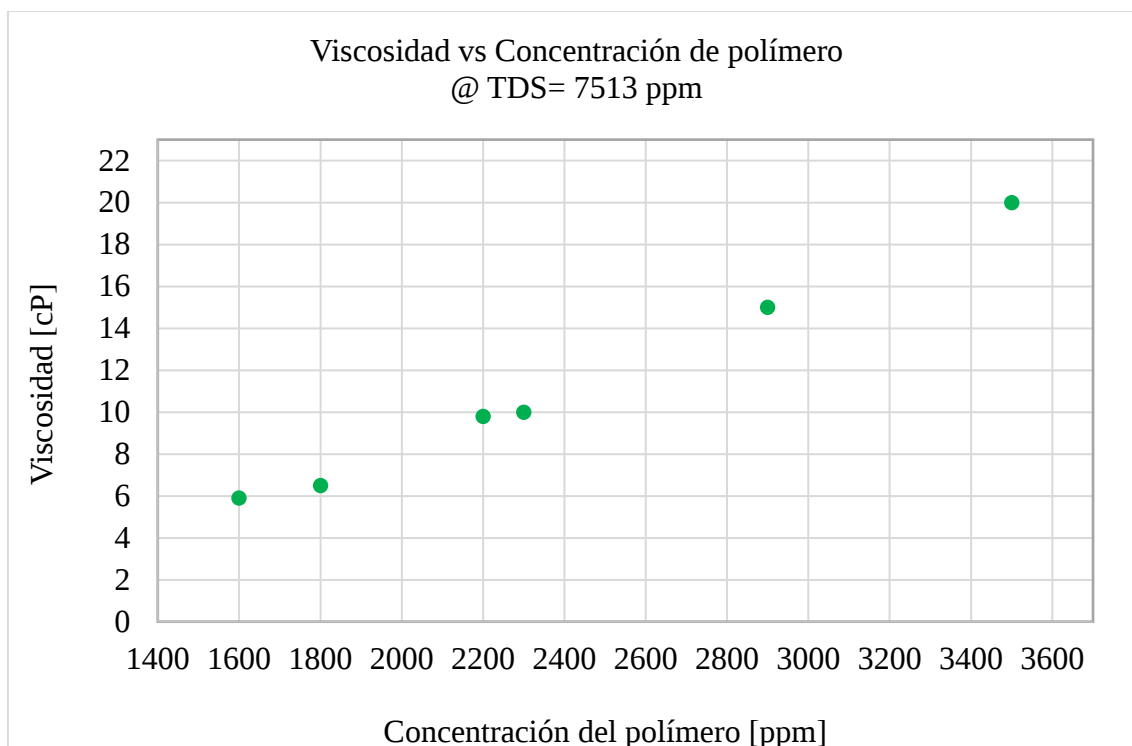


Figura 23. Viscosidades a 7.1 s^{-1} y 60°C de las soluciones poliméricas a diferentes concentraciones para un TDS= 7513 ppm

Se seleccionó un valor de 2900 ppm de polímero como concentración óptima para obtener una viscosidad objetivo de 15 cP a TDS= 7513 ppm.

7.4. Resultados de degradación mecánica

Para este procedimiento las viscosidades antes y después de cizalla fueron medidas a 25°C . Adicionalmente en la Tabla 14 se presentan los valores de *share rate* obtenidos, teniendo en cuenta que se requería un valor aproximado de 20000 s^{-1} con el fin de simular el paso del polímero por los perforados para el campo de estudio.

Tabla 14.

Resultados relacionados con el proceso de degradación mecánica de las diluciones a las concentraciones seleccionadas para el estudio.

Concentración de polímero FLOPAAM 3230S [ppm]	Fase acuosa	Viscosidad promedio antes de cizalla [cP] @ 25 °C	Viscosidad promedio después de cizalla [cP] @ 25 °C	Shear rate promedio (s ⁻¹)	Pérdida de viscosidad (%)
440	Salmuera sintética de captación	18.2	16.3	20223,4	10.4
640	Salmuera sintética de captación	32.9	25	20591,2	24.0
2800	Salmuera sintética de inyección YR-504 50:50	21.4	18.9	20585,6	11.7
2900	salmuera sintética YR-504 + Salmuera sintética captación	33.1	31.0	19874,1	6.3
4000	Salmuera sintética de inyección YR-504	44.1	39.5	19764,9	10.4

7.5. Emulsiones formadas

Se formaron 12 emulsiones a partir de los parámetros a evaluar según el diseño experimental. Se inspeccionó la estabilidad de la emulsión, es decir que parte del agua adicionada a la fase oleica se separara en el tiempo inicial y otra parte permaneciera incorporada a la fase oleica (figura 24) por un periodo de al menos 24 horas. Se observó que las emulsiones formadas tenían un

comportamiento cinético de separación hasta las 3 horas después de su formación, tiempo en el cual se alcanzaba un punto de estabilidad relativa donde no se evidenciaban cambios significativos en la calidad o cantidad de agua separada. Con base en esto, se adicionó química de superficie en este tiempo y se reservaron las emulsiones en el horno a 40 °C, con el fin de permitir la acción del rompedor directo y el antiespumante.

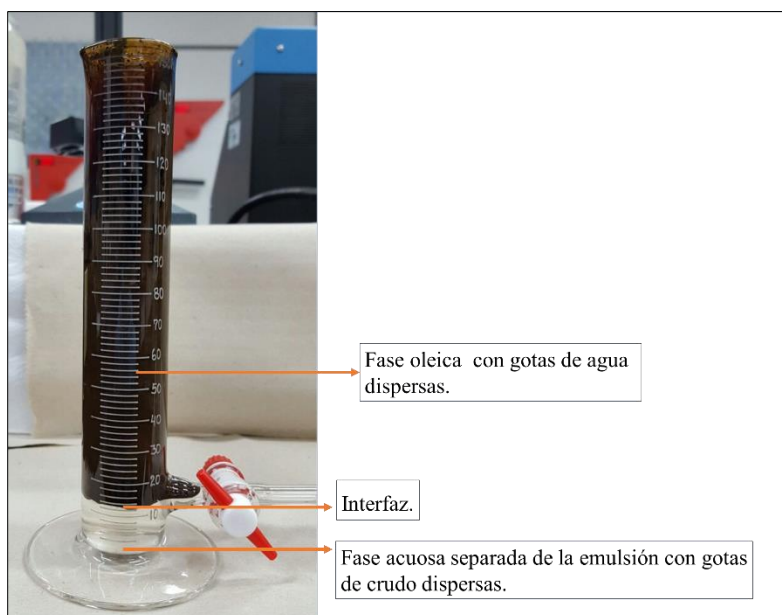


Figura 24. Fases de la emulsión formada

La figura 25 se observan las emulsiones formadas para cada punto del diseño experimental, 3 horas después de su formación. En la figura 26 se presentan los ensayos con 24 horas de envejecimiento.

A las 3 horas de formada la emulsión, se observa la interfaz de los fluidos separados en los ensayos solamente en los ensayos 0 al 3, mientras que a partir de los ensayos 4-11 es más difícil la identificación de las fases separadas. Con 24 horas de envejecimiento hay un aumento significativo en la cantidad de agua separada en los ensayos con presencia de polímero respecto al

blanco. Se observa mayor turbidez en los ensayos con mayor salinidad y concentración de polímero.

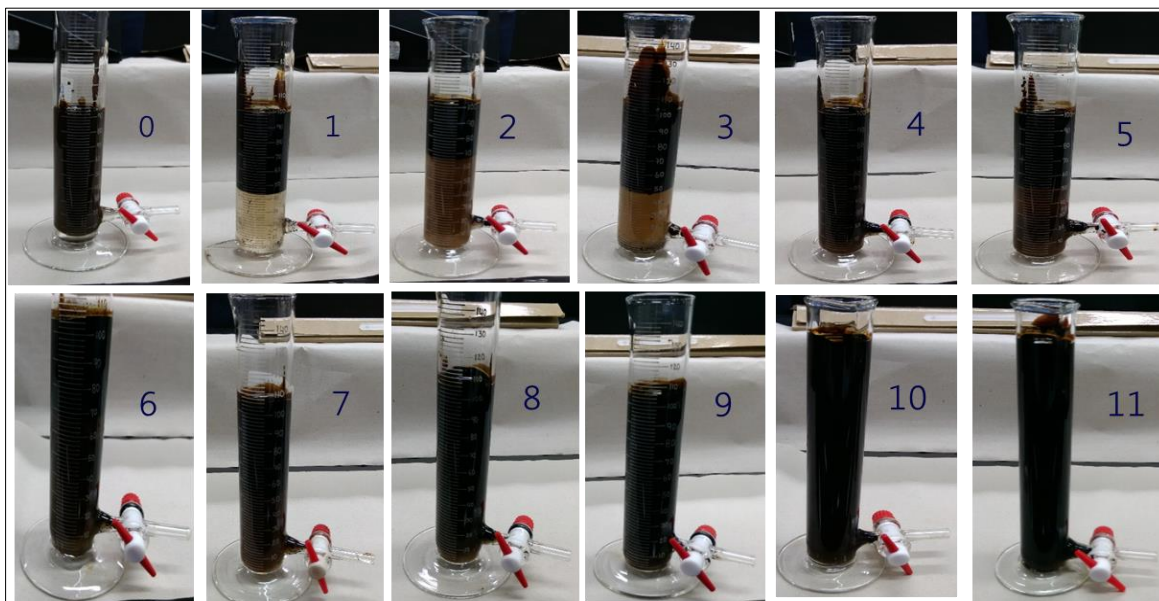


Figura 25. Emulsiones formadas para cada punto del diseño experimental en probetas de salida lateral, 3 horas después de su formación con Ultra Turrax.

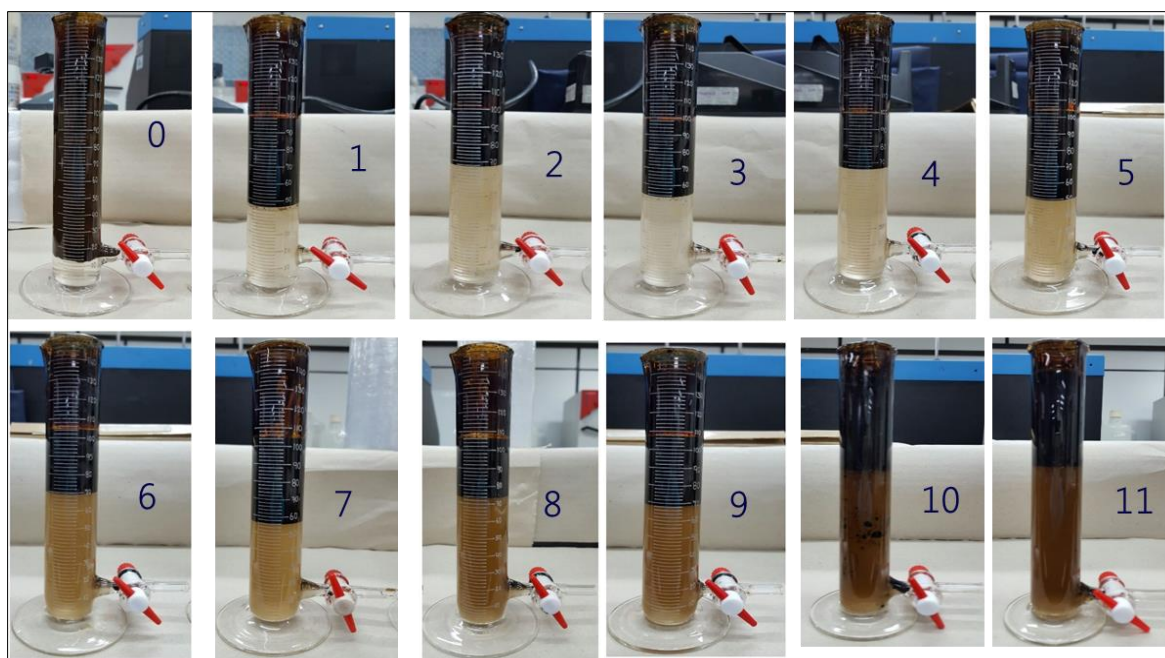


Figura 26. Emulsiones formadas para cada punto del diseño experimental en probetas de salida lateral, 3 horas después de su formación con Ultra Turrax.

7.6. Viscosidad de la fase acuosa separada del fondo de la probeta de salida lateral 24 horas después de la formación de la emulsión.

En la sección 6.3 se presentaron las concentraciones de polímero para cada tipo de agua de preparación disponible en el campo, que permitieron alcanzar las viscosidades objetivos planteadas para el diseño experimental.

Adicionalmente, en el proceso de formación de la emulsión con el Ultra Turrax a 13500 rpm, el polímero en solución sufre un proceso de degradación mecánica. El contacto con 1/3 de salmuera de formación aumenta la presencia de cationes que afectan las propiedades viscosificantes del polímero. Finalmente se obtuvieron las viscosidades de la fase acuosa separada de la emulsión con 24 horas de envejecimiento, que se presentan en la tabla 15.

Tabla 15.

Viscosidad de la fase acuosa separada de las emulsiones 24 horas posteriores a su formación.

Condición de formación de la emulsión	Viscosidad @ 25 °C
Blanco	1
440 ppm HPAM WOR=65%	1,2
440 ppm HPAM WOR=75%	1,4
640 ppm HPAM WOR=65%	1,4
640 ppm HPAM WOR=65%	1,6
2800 ppm HPAM WOR=65%	3.3
2800 ppm HPAM WOR=75%	4.5
2900 ppm HPAM WOR=70%	4.8
2900 ppm HPAM WOR=70%	4.7
2900 ppm HPAM WOR=70%	4.8

4000 ppm HPAM WOR=65%	5.8
4000 ppm HPAM WOR=75%	6.5

7.7. Resultados en el BS&W, G&A, cinética de separación, morfología de las gotas dispersas y distribución del tamaño de gotas de crudo dispersas en la fase acuosa continua.

A continuación, se presentan los resultados de las pruebas de seguimiento cinético de separación con el equipo Turbiscan, las micrografías de la fase acuosa con gotas de crudo dispersas, micrografías de la fase oleica continua con gotas de agua dispersas y los resultados de la medición de distribución de tamaño de gotas de crudo dispersas en agua por DLS. Esto con el fin de relacionar dichos parámetros de respuesta al comportamiento de la emulsión.

7.7.1. Contenido de grasas y aceites de la fase acuosa separada de la emulsión. En la tabla 16 se presenta el contenido de G&A presentes en la fase acuosa separada de las emulsiones con 24 horas de envejecimiento. Como se puede observar, la cantidad de G&A aumenta considerablemente con el incremento de la concentración de polímero, respecto al blanco (0 ppm de polímero).

Tabla 16.

Contenido de G&A de la fase acuosa separada de las emulsiones formadas

Ensayo	Absorbancia	G&A [ppm]	G&A respecto al blanco [ppm]
0	0.37	130.7	0
1	0.383	135.3	4.6
2	0.422	148.9	18.3
3	0.376	132.8	2.1

4	0.436	153.9	23.2
5	0.415	146.5	15.8
6	0.409	144.4	13.7
7	0.513	180.9	50.3
8	0.539	190.1	59.4
9	0.544	191.9	61.2
10	0.496	175.0	44.3
11	0.494	174.3	43.6

En la figura 27 se observa el contenido de G&A calculado a partir de la ecuación 4 y en la figura 28 se muestra el contenido de G&A respecto al blanco, que permite comparar los efectos de una aplicación de polímeros en las propiedades de la fase acuosa.

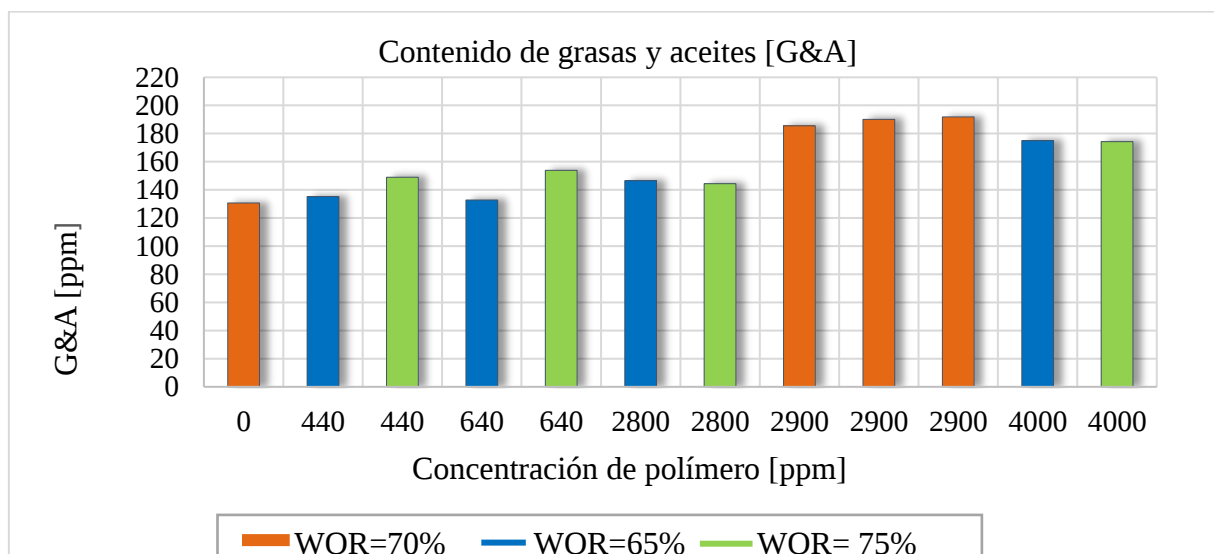


Figura 27. Contenido de grasas y aceites G&A en la fase acuosa separada de la emulsión.

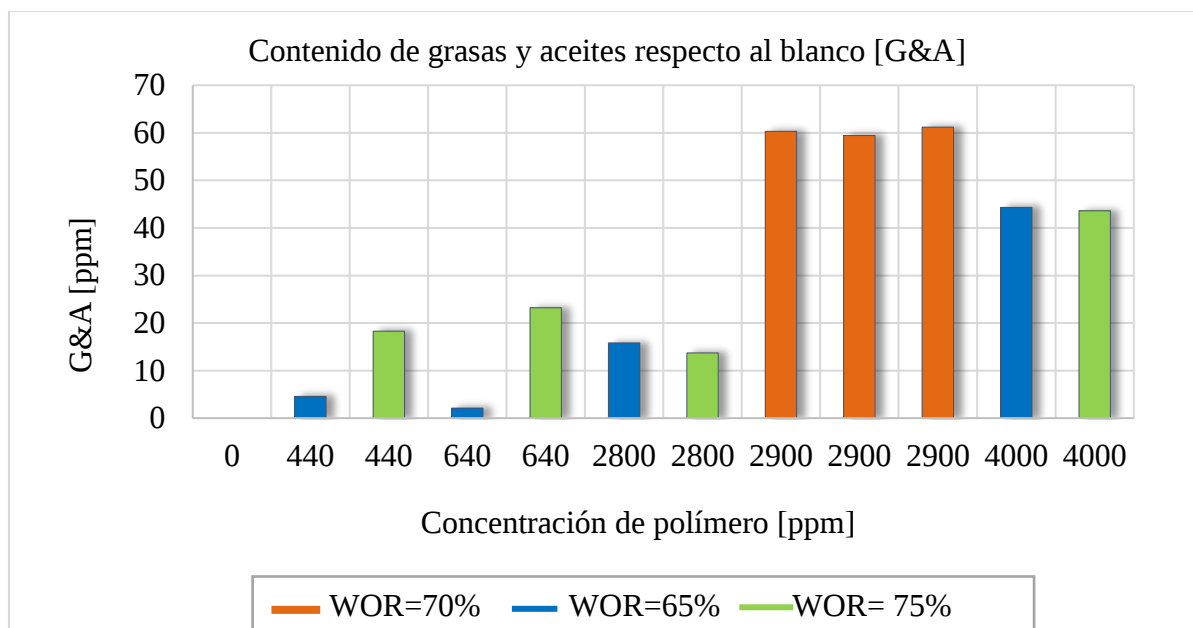


Figura 28. Contenido de grasas y aceites G&A en la fase acuosa separada de la emulsión respecto al blanco

7.7.2. Contenido de agua de la fase oleica de la emulsión formada. Como se observa en la figura 29, el contenido de agua en la fase oleica disminuye a medida que aumenta la concentración de polímero respecto al blanco.

Tabla 17.

Contenido de agua en la fase aceite de cada emulsión formada del diseño experimental 24 horas después de su formación con química de superficie

Ensayo	Blanco	1	2	3	4	5
%BSW	76.08	33.73	32.27	29.11	24.56	32.21
Ensayo	6	7	8	9	10	11
%BSW	9.11	18.54	12.23	10.02	19.47	14.87

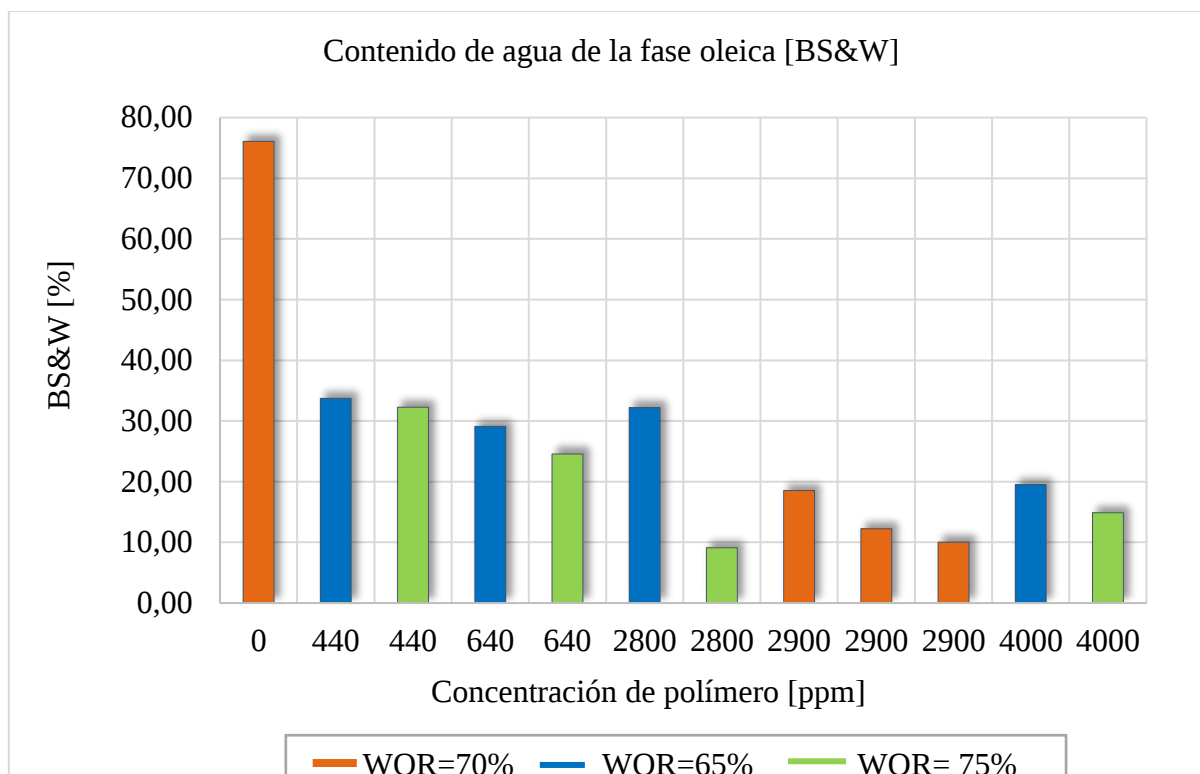


Figura 29. Contenido de agua presente en la fase oleica de cada emulsión

7.7.3. Análisis cinético de separación de las emulsiones. La cinética de separación hace referencia a los escaneos realizados por el equipo Turbiscan a diferentes intervalos de tiempo, desde el tiempo inicial de formación de la emulsión hasta un tiempo aproximado de 3 horas, en donde se aplicó química de superficie y se reservaron las muestras en el horno a 40 °C, para realizar un último escaneo 24 horas después de la formación de la emulsión y determinar la T o BS alcanzados finalmente en cada caso.

En los registros de transmitancia (T) de las figuras 30-41 se presenta el comportamiento cinético de separación de las emulsiones.

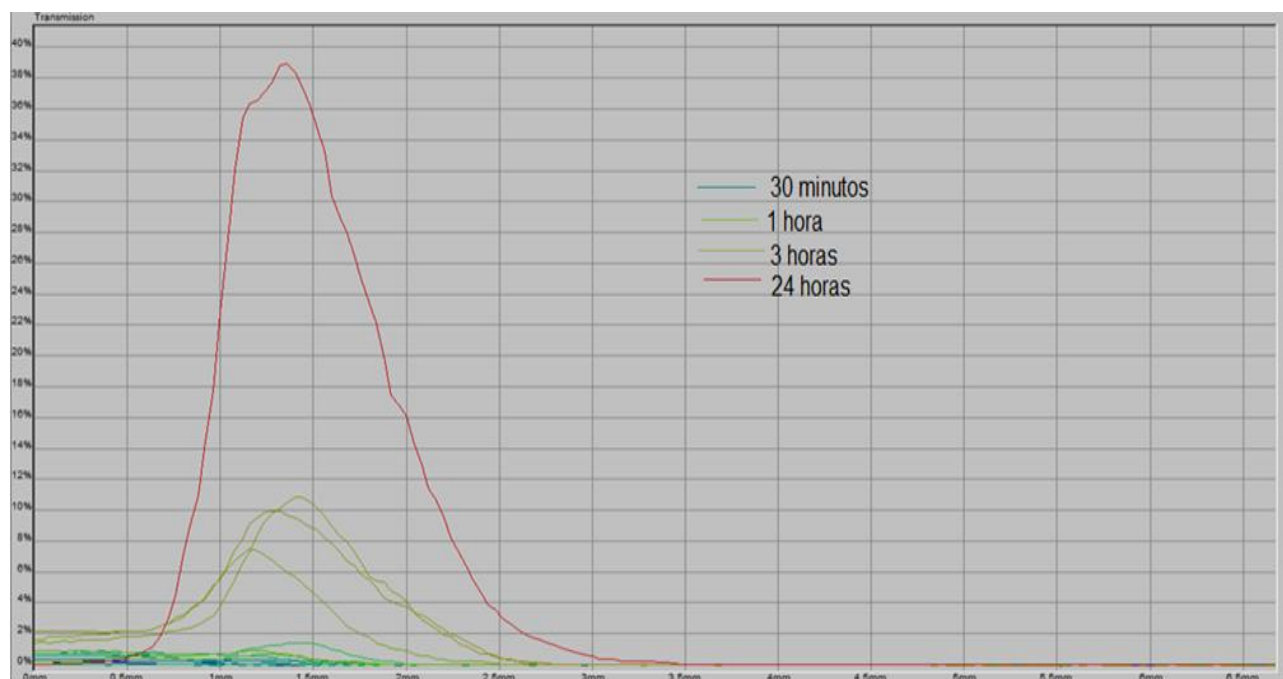


Figura 30. Registro transmitancia ensayo 1 @ 440 ppm polímero, $\mu = 10$ cP @ 60 °C, TDS = 242 ppm WOR = 65%

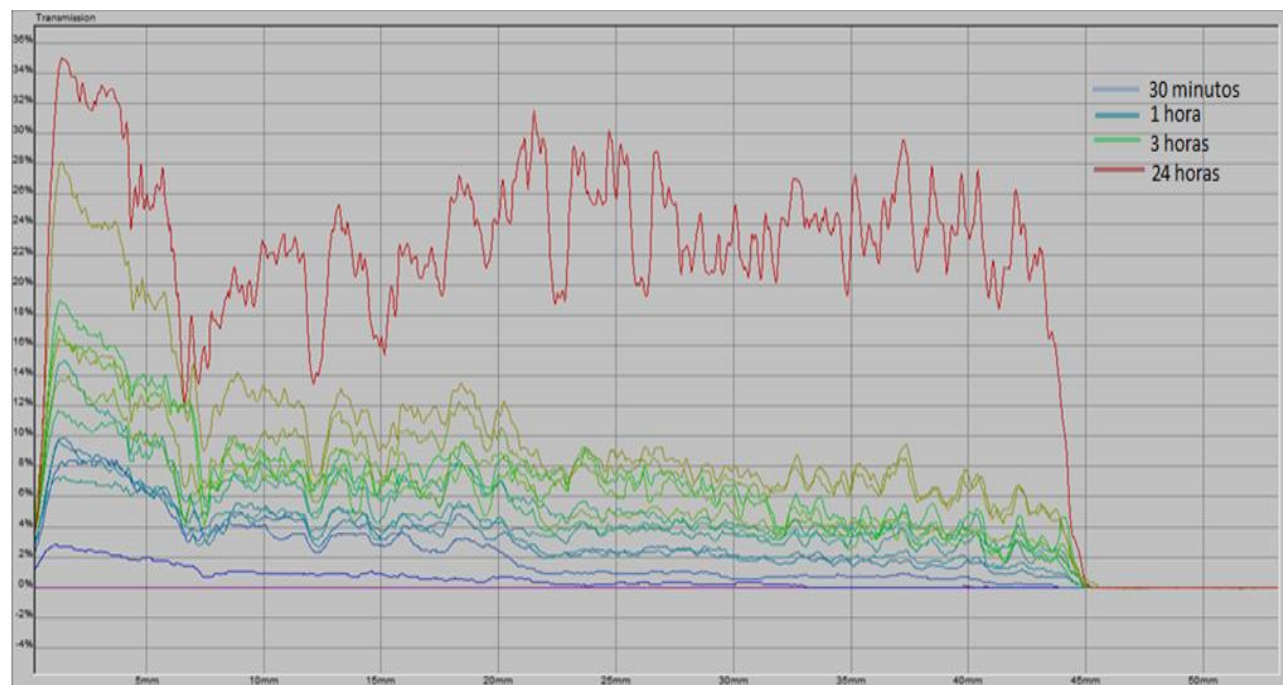


Figura 31. Registro transmitancia Ensayo 1 @ 440 ppm Polímero, $\mu = 10$ cP @ 60 °C, TDS = 242 ppm WOR = 65%

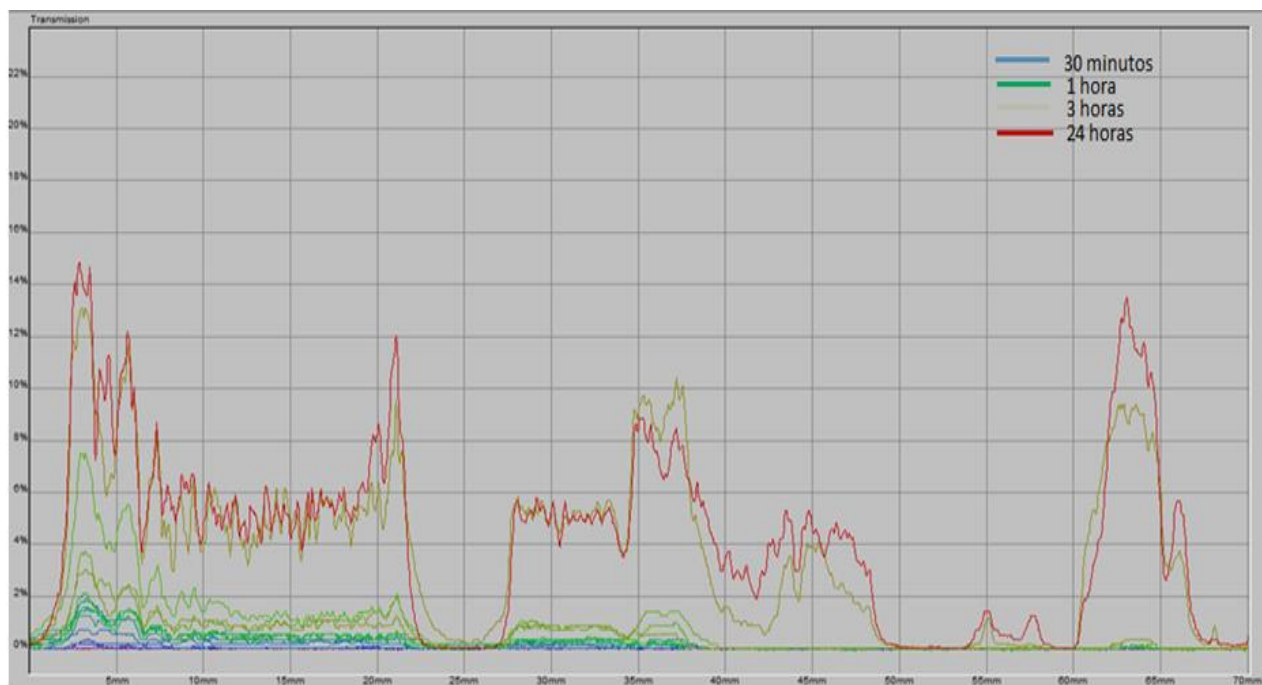


Figura 32. registro transmitancia ensayo 2 @ 440 ppm polímero, $\mu = 10$ cP @ 60 °C, TDS = 242 ppm, WOR = 75%

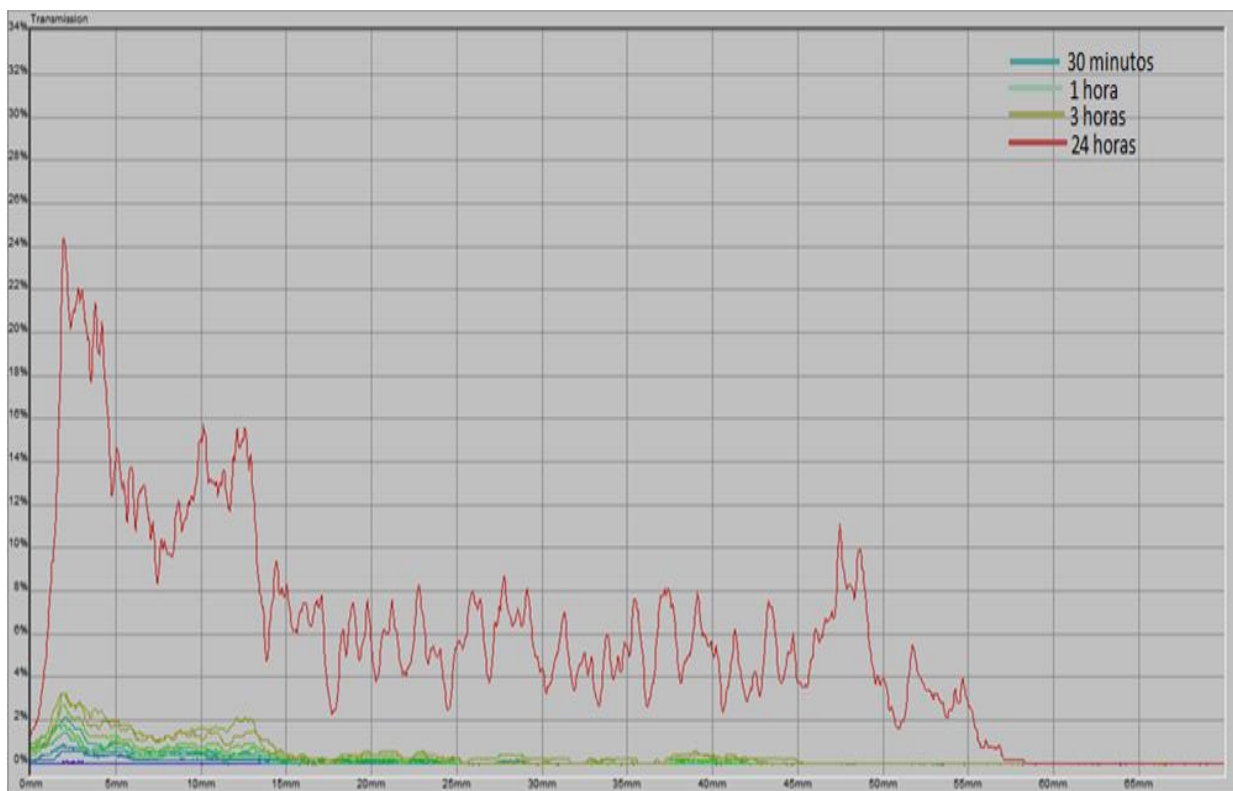


Figura 33. Porcentaje de transmitancia ensayo 3 @ 640 ppm polímero, $\mu = 20$ cP @ 60 °C, TDS = 242 ppm, WOR = 65%

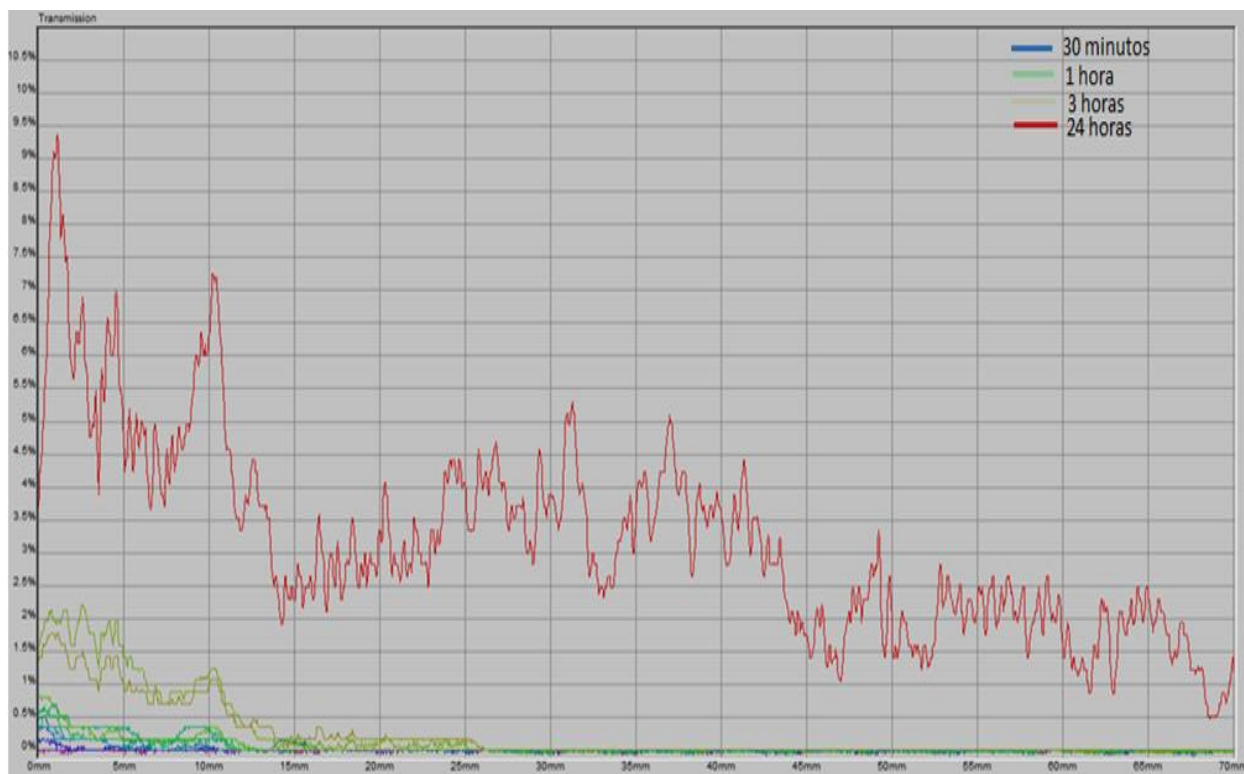


Figura 34. Porcentaje de transmitancia ensayo 4 @ 640 ppm polímero, $\mu = 20$ cP @ 60 °C, TDS = 242 ppm, WOR = 75%

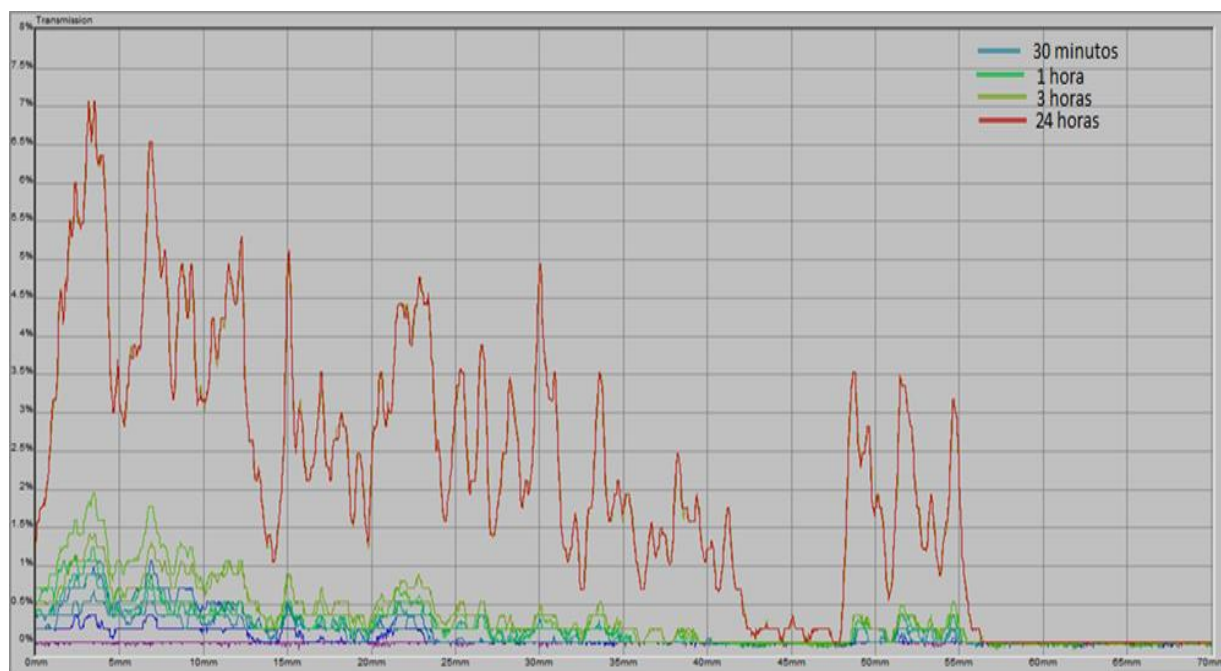


Figura 35. Registro transmitancia ensayo 5 @ 2.800 ppm polímero, $\mu = 10$ cP @ 60 °C, TDS = 14.700 ppm, WOR = 65%

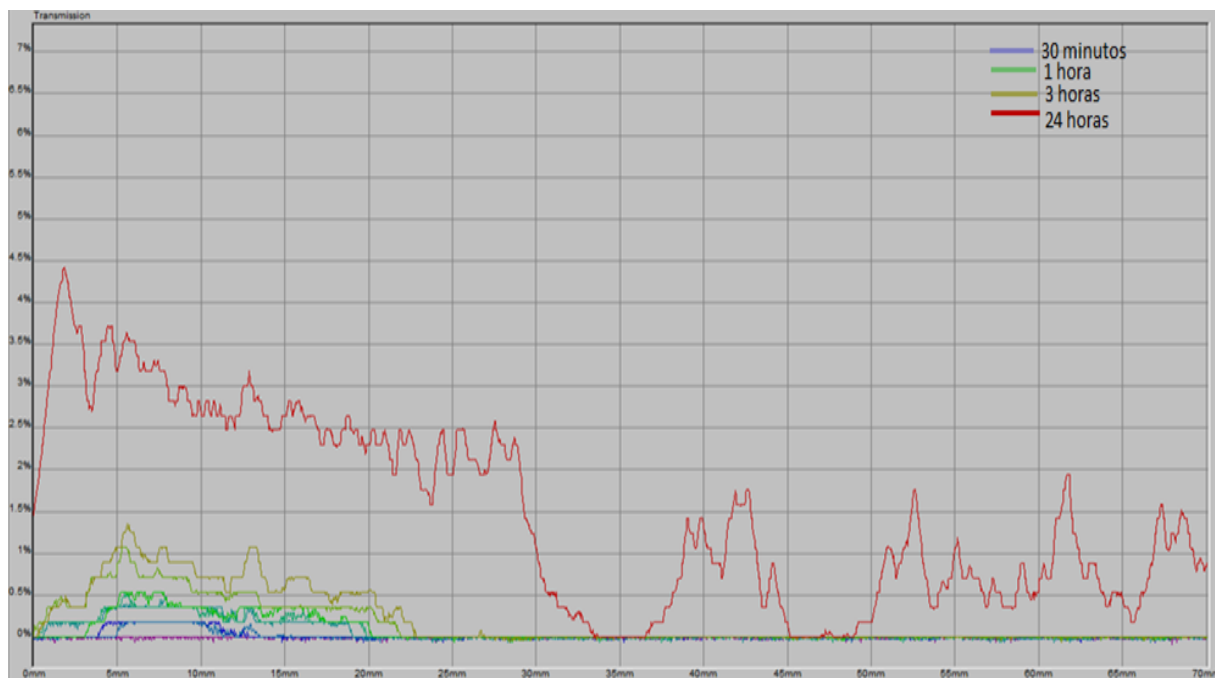


Figura 36. Registro de transmitancia ensayo 6 @ 2.800 ppm polímero, $\mu = 10$ cP @ 60 °C, TDS = 14.700 ppm, WOR = 75%

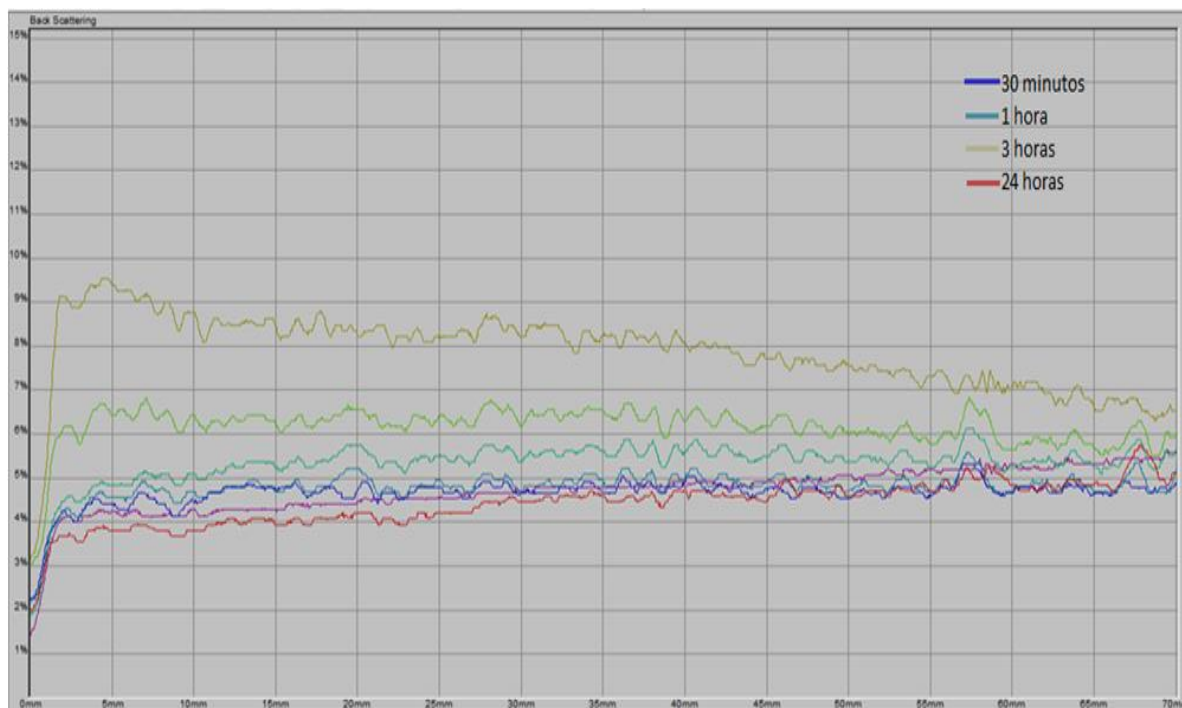


Figura 37. Registro transmitancia ensayo 7 @ 4.000 ppm polímero, $\mu = 20$ cP @ 60 °C, TDS = 14700 ppm WOR = 65%

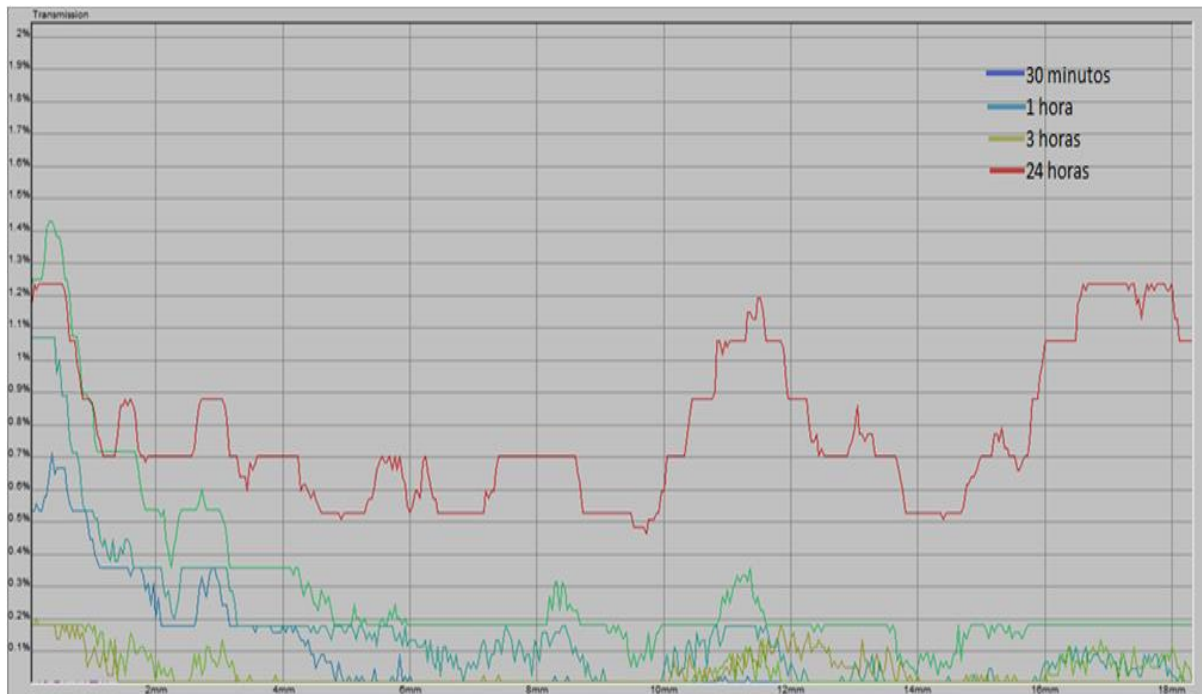


Figura 38. Registro de Transmitancia Ensayo 8 @ 4.000 ppm Polímero, $\mu = 20$ cP @ 60 °C TDS = 14700 ppm, WOR = 75%



Figura 39. Registro de transmitancia Ensayo 9 @ 2.900 ppm Polímero, $\mu = 15$ cP @ 60 °C, TDS = 7.500 ppm, WOR=70%

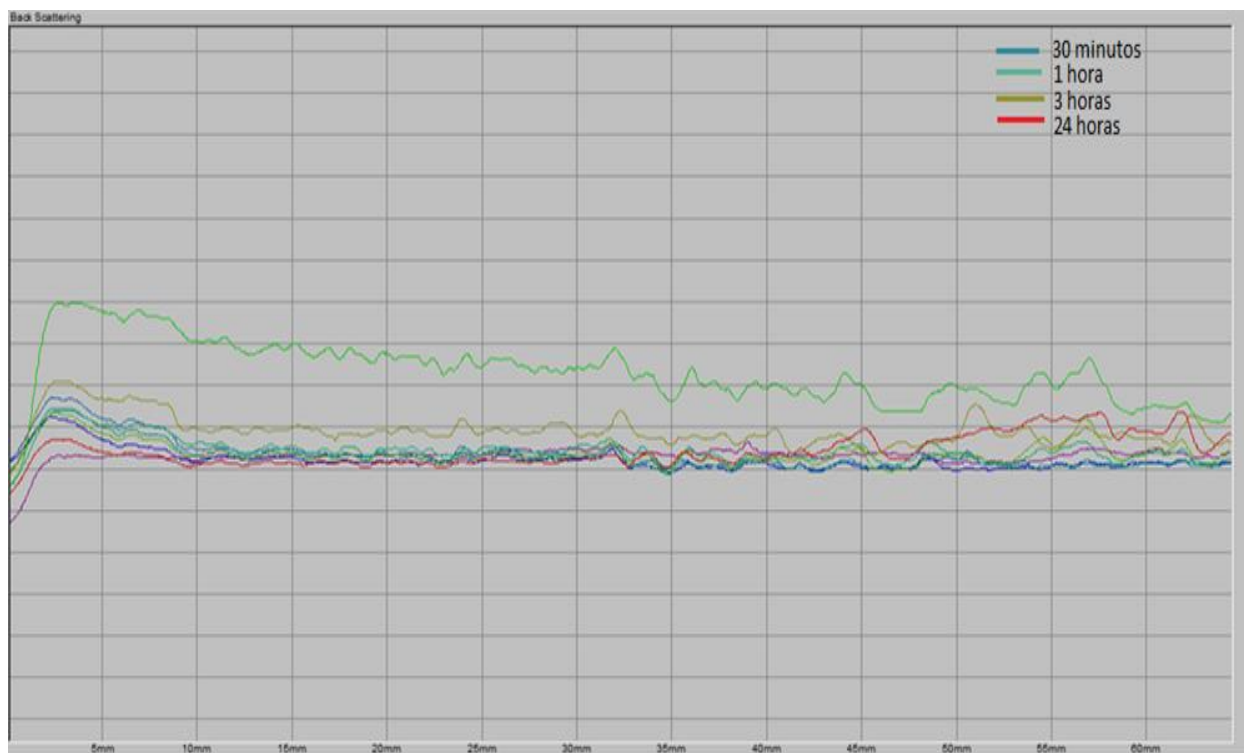


Figura 40. Registro transmitancia ensayo 10 @ 2.900 ppm polímero, $\mu = 15$ cP @ 60 °C, TDS = 7.500 ppm, WOR=70%



Figura 41. Registra transmitancia ensayo 11 @ 2.900 ppm polímero, $\mu = 15$ Cp @ 60 °C, TDS = 7.500 ppm, WOR=70%

En el blanco (sin presencia de polímero) la altura a la cual se registran señales de transmitancia (eje x) aumenta, pasando de 3 ml y finalizando en 3.5 ml, así mismo los porcentajes de transmitancia también incrementan, lo cual permite inferir que la cantidad y la calidad del agua mejoran a media que pasa el tiempo.

En el ensayo 1 (440 ppm de HPAM) se evidencian aumentos en el porcentaje de transmitancia, pero no en la altura a la cual se registran las señales, evidenciando que no se presentó un cambio en la cantidad del agua separada, pero si en la calidad.

En los ensayos 2-6 (440 ppm – 2800) antes de las 3 primeras horas no se observan aumentos en la cantidad del agua separada, pero si en la calidad. No obstante, con adición de química de superficie aumenta la cantidad de agua separada y la calidad.

En los ensayos 8-10-11 (2900-4000 ppm) no se obtuvieron % de transmitancia inclusive después de 24 horas de separación de fases, debido a la alta concentración de G&A, tampoco se observan cambios de % de *Backscatter* (BS) a lo largo de la altura de muestra, evidenciando que la emulsión es más estable a concentraciones de polímero mayor a 2900 ppm. Una vez ocurre una separación evidente de fases, el agua tendrá una mayor cantidad de crudo en emulsión respecto a la baja concentración de polímero (440 ppm y 640 ppm).

En la figura 42 se muestra el porcentaje de transmitancia registrado en cada ensayo y el contenido de G&A de la fase acuosa. A medida que aumenta el contenido de gotas de crudo dispersas el haz de luz presenta una mayor dispersión al chocar con las gotas, detectándose en menor proporción en el sensor de transmitancia. Al aumentar aún más la cantidad de gotas dispersas, como en los ensayos 8, 10, 11, el haz de luz presenta una retro-dispersión y el sensor de

backscatter (BS) detecta un porcentaje del haz de luz, por ende, no se registran porcentajes de transmitancia.

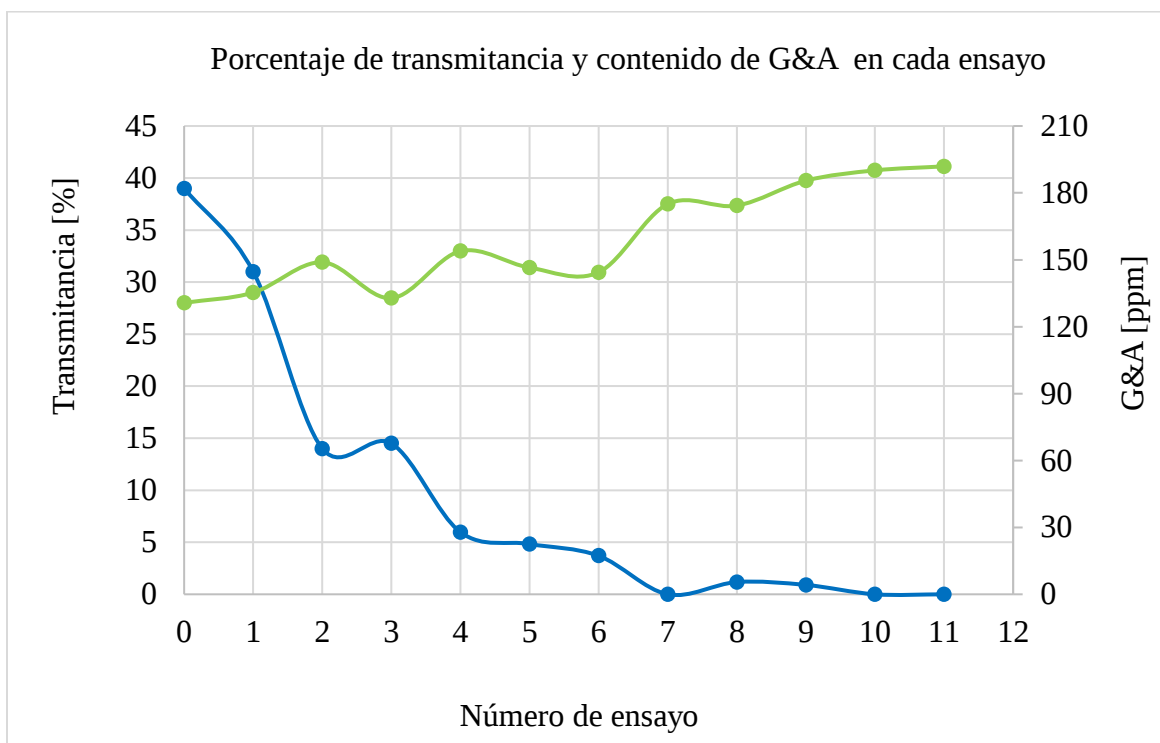


Figura 42. Comparación entre el porcentaje de transmitancia y el contenido de G&A de la fase acuosa separada de la emulsión.

En la figura 43 puede observarse el porcentaje de fase acuosa separada de la emulsión formada para las concentraciones de polímero a las respectivas salinidades para dar una viscosidad aproximada de 10 cP (440 ppm para un TDS= 242 ppm y 2800 ppm para un TDS= 14784 ppm). A medida que aumentan la concentración de polímero y salinidad para cada corte de agua (WOR= 65% Y WOR=75%), incrementa el porcentaje de agua separada con respecto al blanco (sin presencia de polímero).

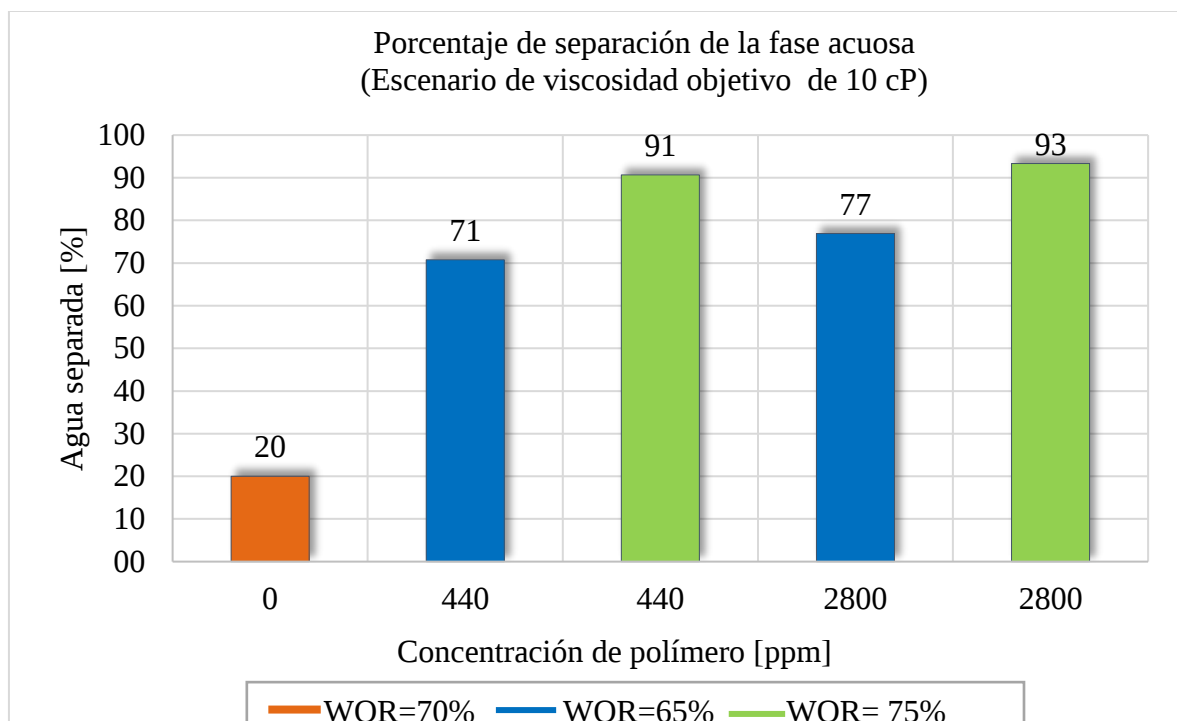


Figura 43. Porcentaje de agua separada para los ensayos con viscosidad objetivo de 10 cP en el agua de preparación de baja y alta salinidad.

En la figura 44 se presenta el comportamiento del porcentaje de fase acuosa separada de la emulsión formada para las concentraciones de polímero a las respectivas salinidades para dar una viscosidad aproximada de 20 cP (640 ppm para un TDS= 242 ppm y 4000 ppm para un TDS= 14784 ppm). Se evidencia que a medida que aumenta la concentración de polímero y la salinidad, incrementa el porcentaje de agua separada con respecto al blanco. Adicionalmente, se puede observar que con un incremento de viscosidad a 20 cP, incrementa la fracción de agua separada con respecto a 10 cP.

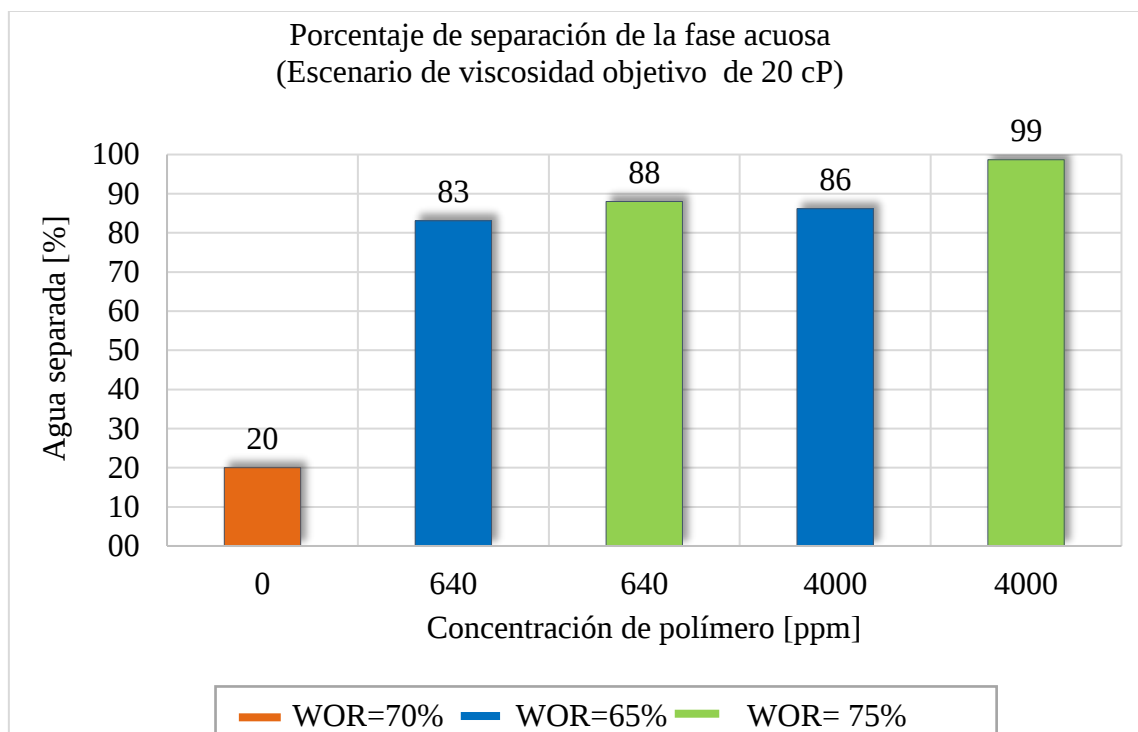


Figura 44. Cantidad de agua separada para los ensayos con viscosidad objetivo de 20 cP en el agua de preparación de baja y alta salinidad.

En las figuras 45 y 46 se reporta la cantidad de agua separada para los dos cortes de agua a evaluar. Se observa que a mayor corte de agua (mayor cantidad de solución polimérica en la emulsión) existe una mayor cantidad de agua separada.

A partir de los resultados del porcentaje de fase acuosa separada se evidencia que el WOR es el parámetro que tienen mayor influencia en la cantidad de agua separada de la emulsión formada. En parte, este comportamiento se debe al incremento de la influencia de polímero en el volumen total de la muestra que dificulta la incorporación de la fase acuosa al crudo por ser una sustancia hidrófila y al aumento en la presencia de la fase que favorece la separación de las gotas de agua dispersas.

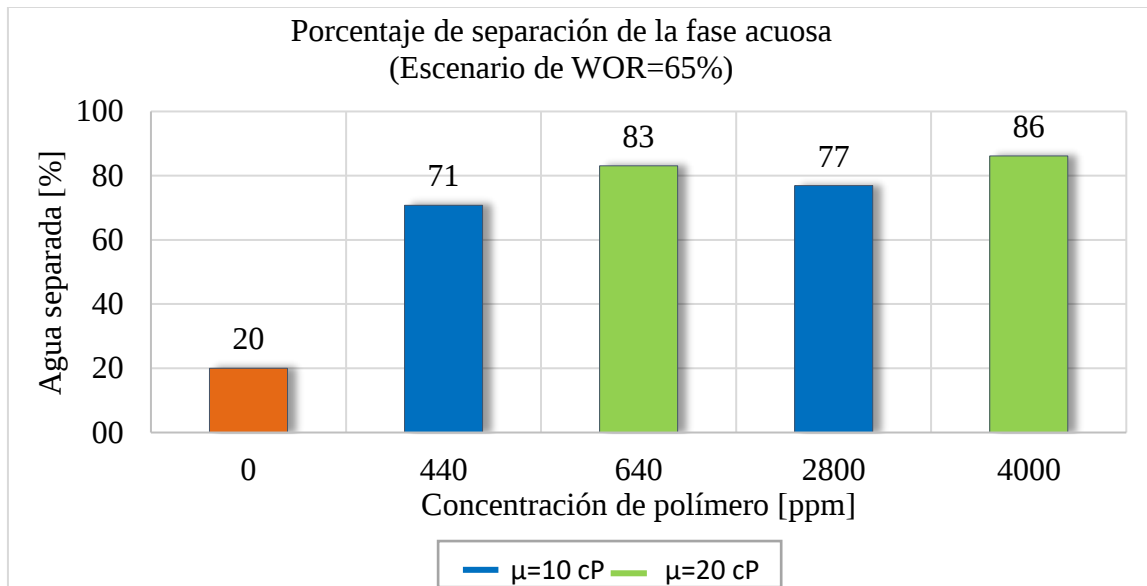


Figura 45. Cantidad de Agua Separada para los Ensayos con Corte de Agua del 65% para las Viscosidades Objetivo de 10 cP y 20 cP.

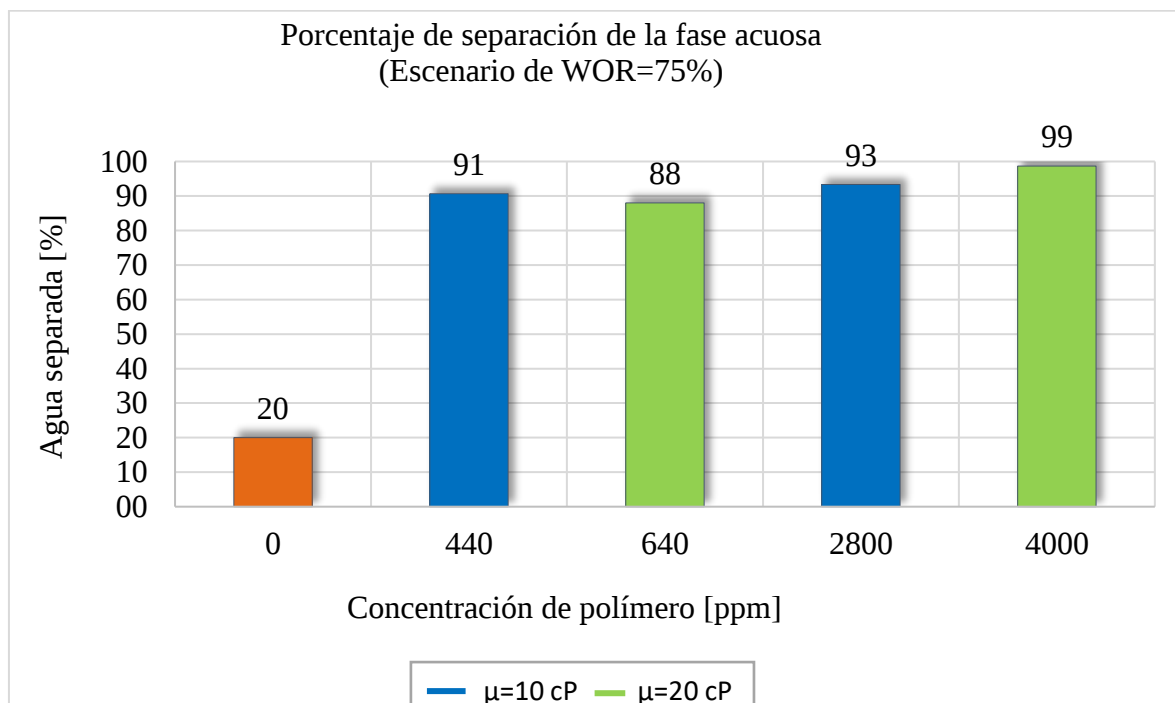


Figura 46. Cantidad de Agua Separada para los Ensayos con Corte de Agua del 75% para las Viscosidades Objetivo de 10 cP y 20 cP.

7.7.4. Morfología de las gotas dispersas y distribución del tamaño de gotas de crudo dispersas en la fase acuosa continua. En los resultados presentados en las figuras 47- 58, se muestran la micrografía de gotas de crudo dispersas en una fase acuosa continua junto con los datos reportados por el equipo ZETASIZER-Nano Series ZS90/Malvern de distribución de tamaño de gota y su respectiva intensidad. Se evidencian dos tamaños de gota característicos: un tamaño 1 correspondiente a gotas “pequeñas” de diámetro dinámico inferior a 360 nm, y un tamaño 2 referente a gotas “grandes” de diámetro superior a 500 nm.

En la micrografía de gotas de crudo dispersas en la fase acuosa continua del blanco, mostradas en la figura 47, se observan gotas de tamaños uniforme. Este hecho es confirmado por las mediciones de distribución de tamaño con el DLS, en donde puede observarse que el diámetro dinámico de la mayoría de gotas (89,2 %) corresponde a gotas de tamaño de 211.3 nm.

En el ensayo 1 en presencia de polímero (figura 48) se evidencia una mayor poli-dispersión en el tamaño de las gotas respecto al blanco.

En el ensayo 2 (figura 49) se observan gotas dispersas con otras en su interior (emulsión múltiple). Según lo reportado por el DLS, la intensidad de gotas de tamaño menor disminuye mientras comienza a incrementar la presencia de gotas más grandes. A partir del ensayo 7 las gotas presentan películas interfaciales más definidas y más independientes entre sí, indicando un aumento de la estabilidad en dispersión a pesar de evidenciarse efectos de aumento de tamaño de gota respecto al blanco (coalescencia).

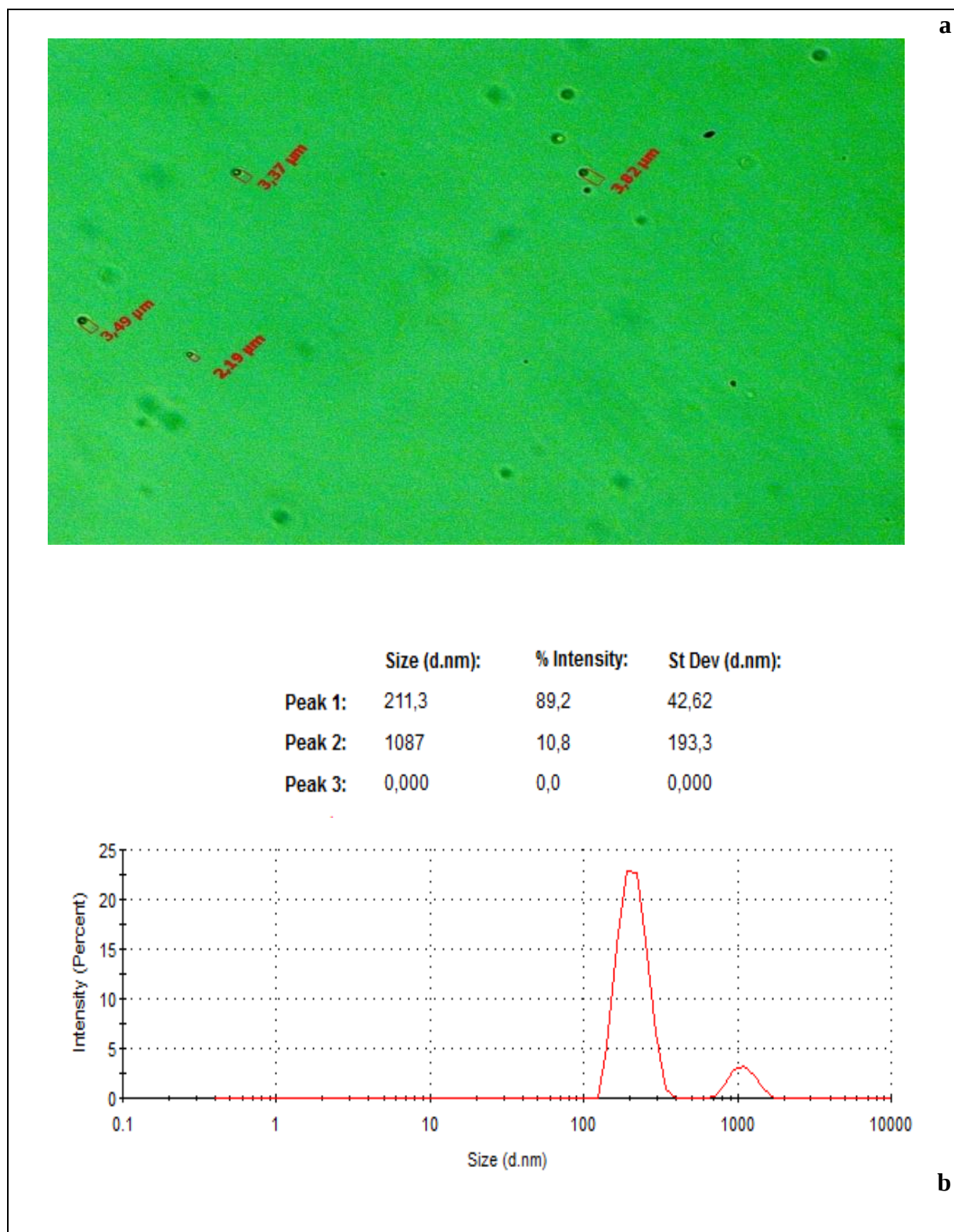


Figura 47. a. Micrografía O/W; b. registros de distribución de tamaño de gota. Blanco @ 0 ppm polímero, TDS = 14700 ppm, WOR = 70%

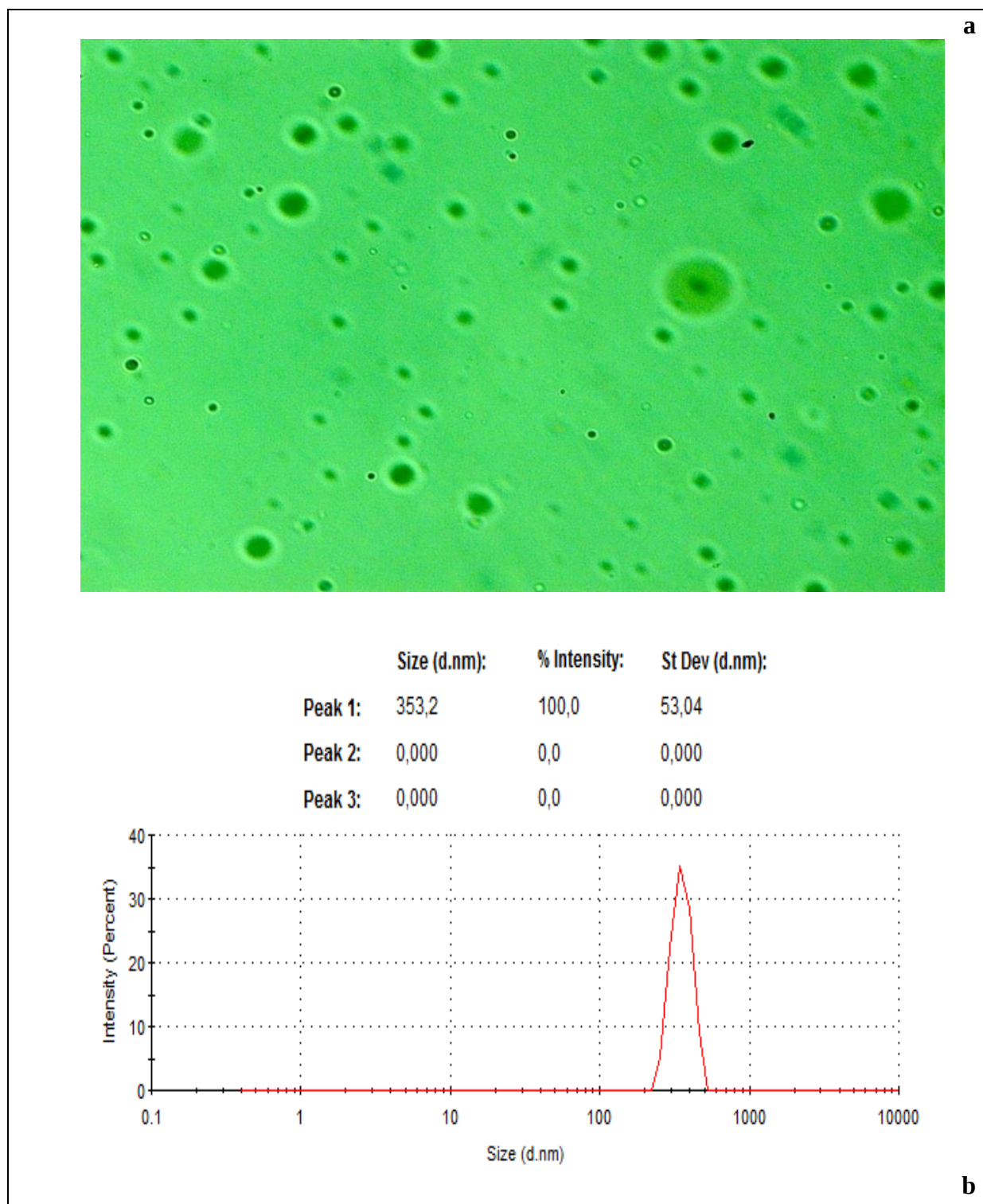


Figura 48. a. Micrografía O/W; b. registros de distribución de tamaño de gota. Ensayo 1 @ 440 ppm polímero, $\mu = 10$ Cp @ 60 °C, TDS = 242 ppm

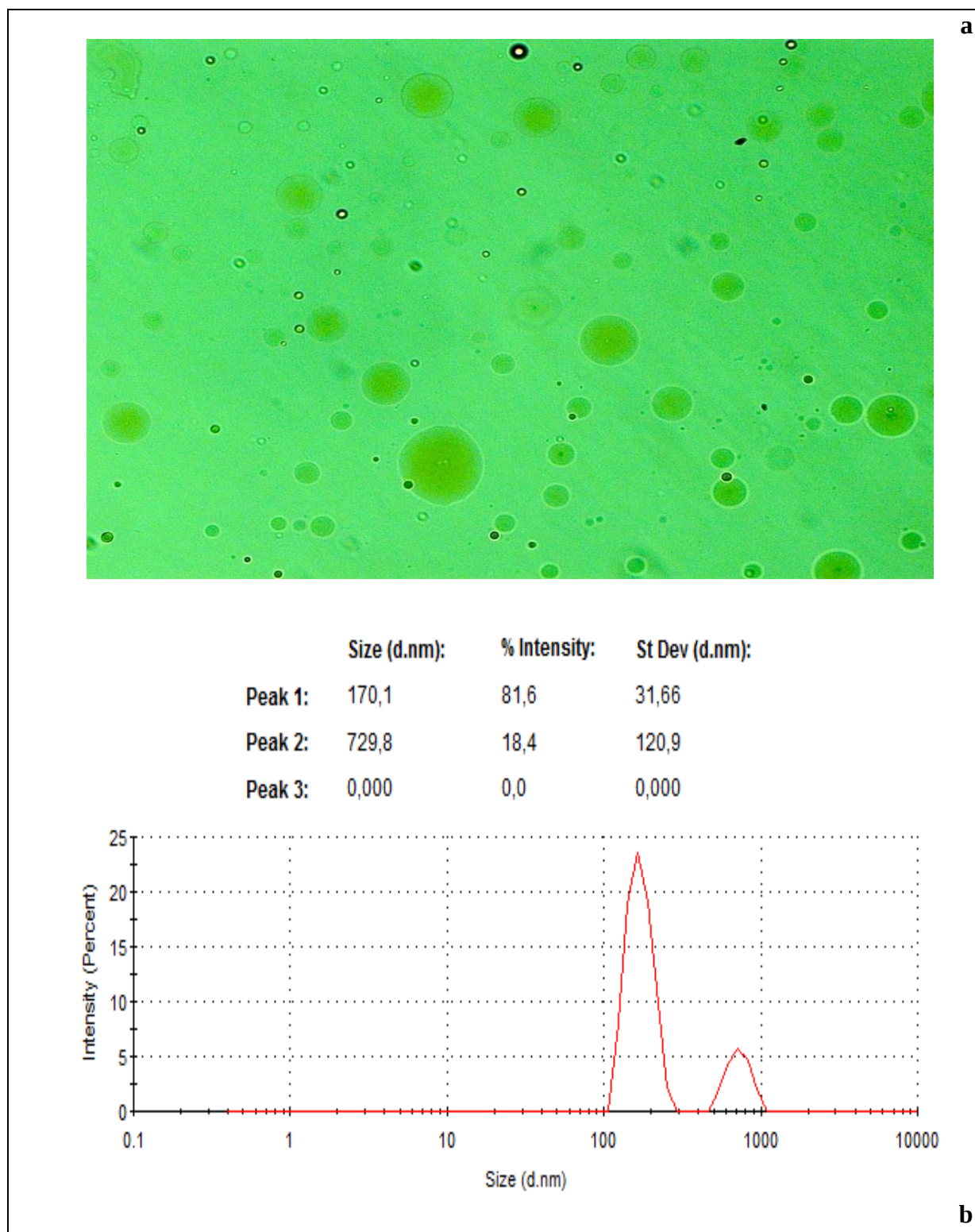


Figura 49. a. Micrografía O/W; b. registros de distribución de tamaño de gota. Ensayo 2 @ 440 ppm polímero, $\mu = 10$ Cp @ 60 °C, TDS = 242 ppm

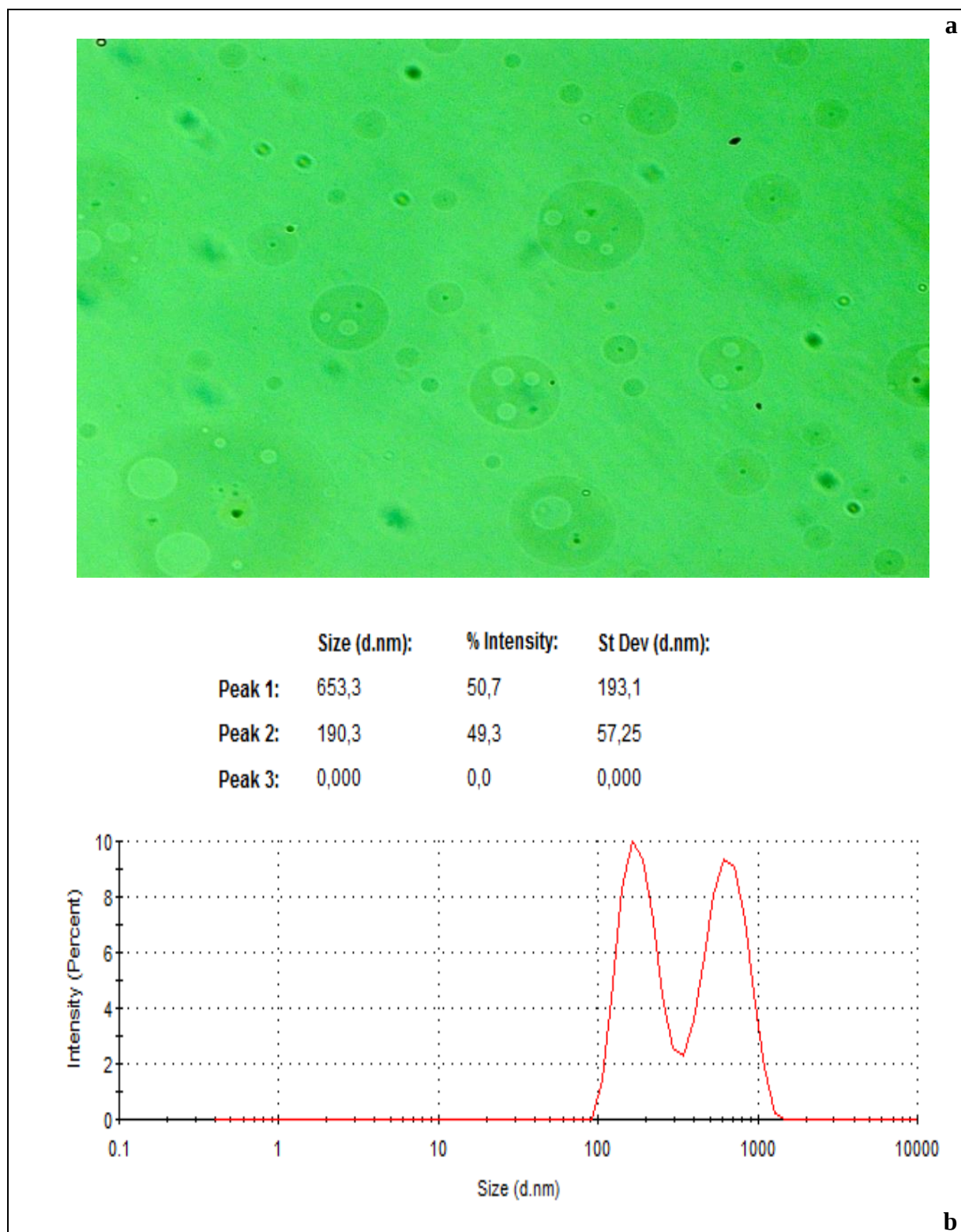


Figura 50. a. Micrografía O/W; b. registros de distribución de tamaño de gota. Ensayo 3 @ 640 ppm polímero, $\mu = 20$ Cp @ 60 °C, TDS = 242 ppm

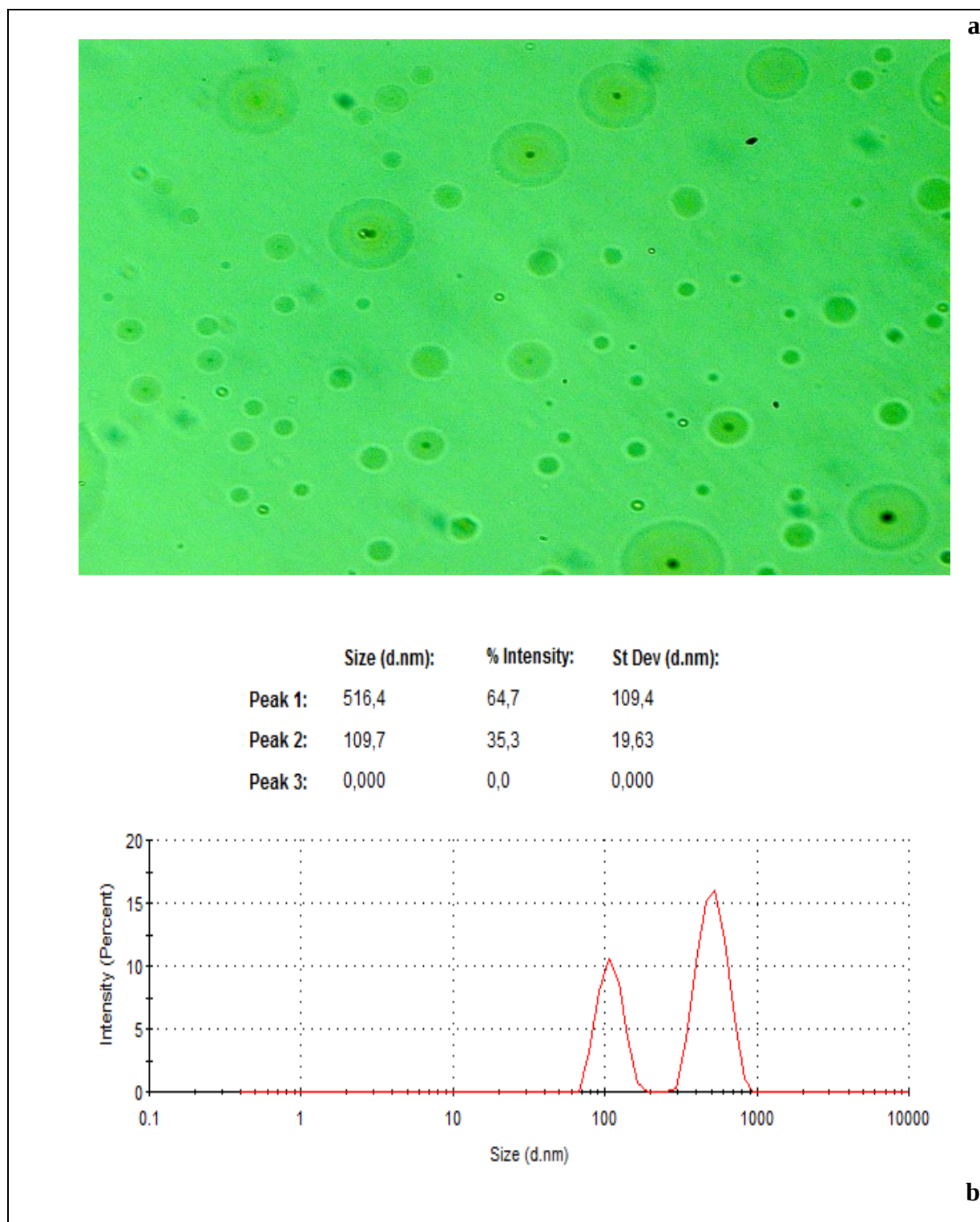


Figura 51. a. Micrografía O/W; b. registros de distribución de tamaño de gota. Ensayo 4 @ 640 ppm polímero, $\mu = 20$ Cp @ 60 °C, TDS = 242 ppm

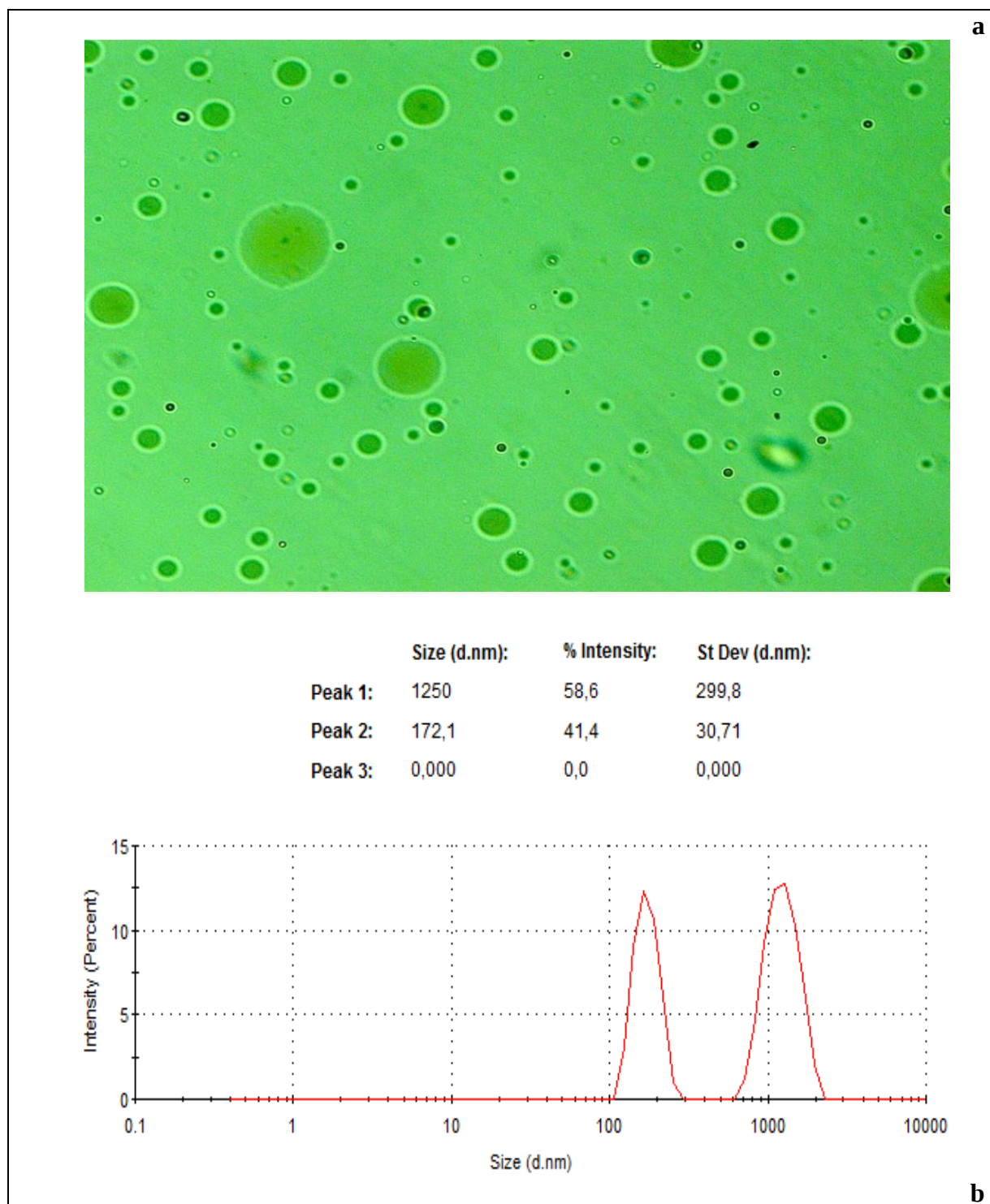


Figura 52. a. Micrografía O/W; b. registros de distribución de tamaño de gota. Ensayo 5 @ 2.800 ppm polímero, $\mu = 10$ Cp @ 60 °C, TDS = 14.700 ppm

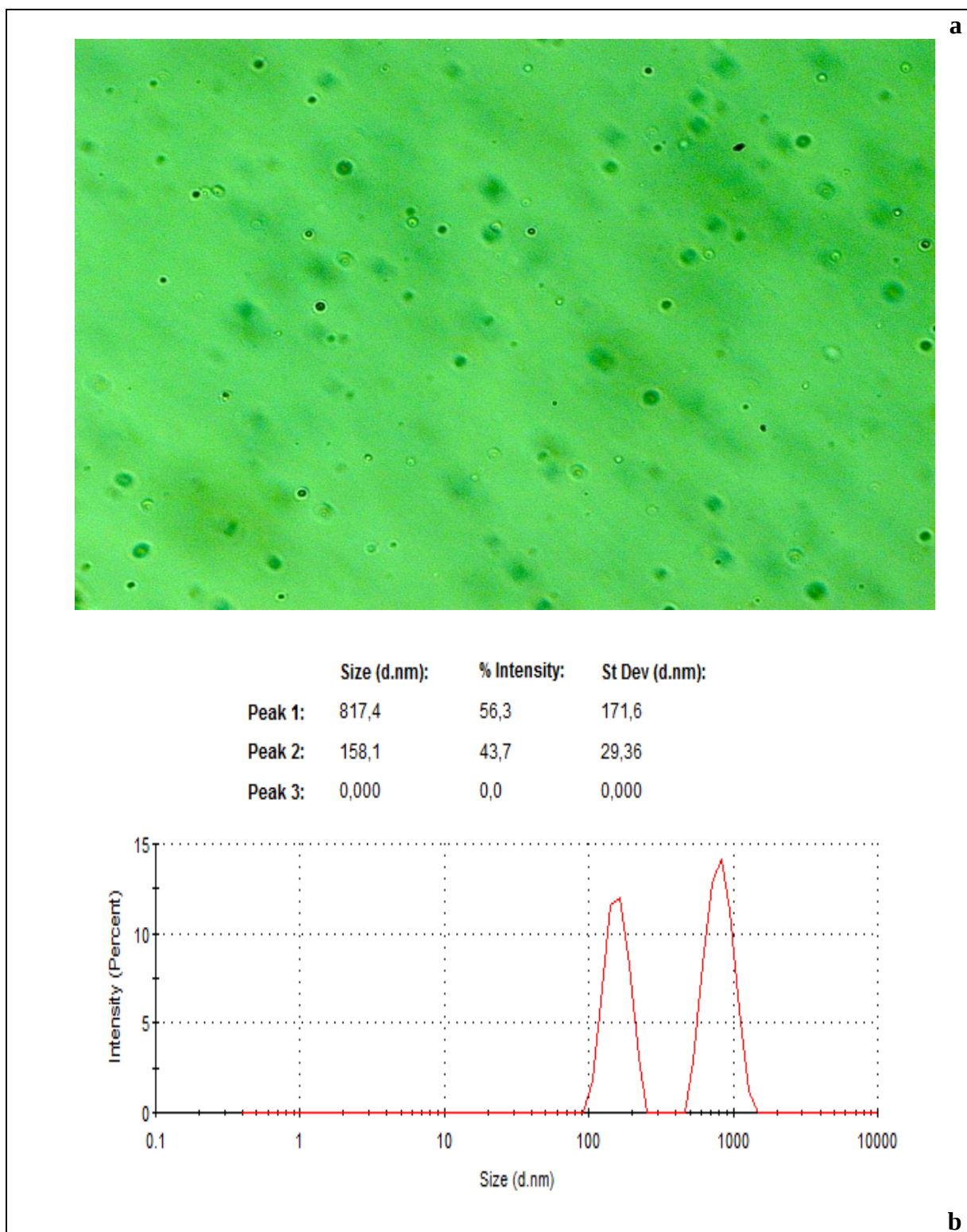


Figura 53. a. Micrografía O/W; b. registros de distribución de tamaño de gota. Ensayo 6 @ 2.800 ppm polímero, $\mu = 10$ Cp @ 60 °C, TDS = 14.700 ppm, WOR = 75%

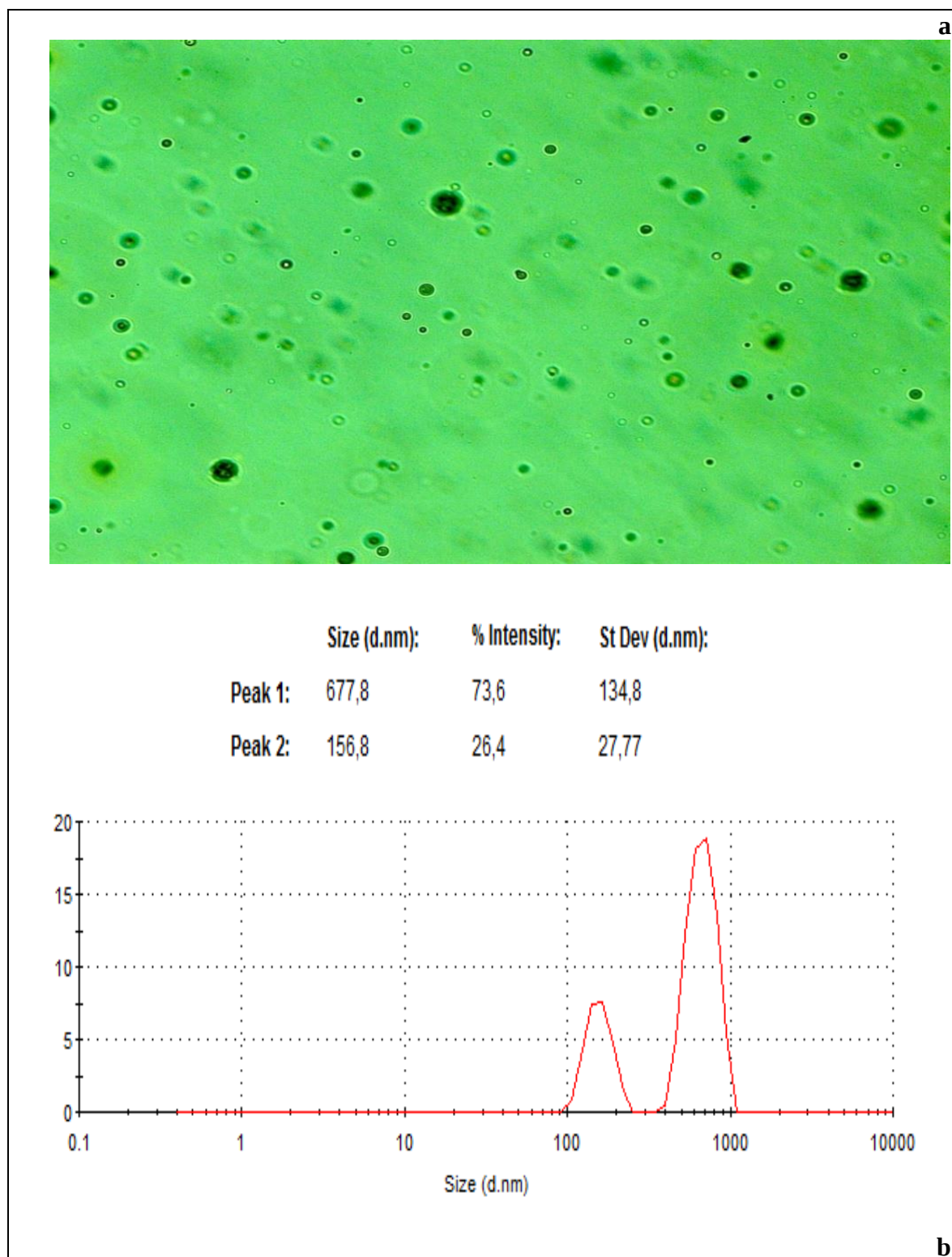


Figura 54. a. Micrografía O/W; b. registros de distribución de tamaño de gota. Ensayo 7 @ 4.000 ppm polímero, μ = 20 Cp @ 60 °C, TDS = 14700 ppm

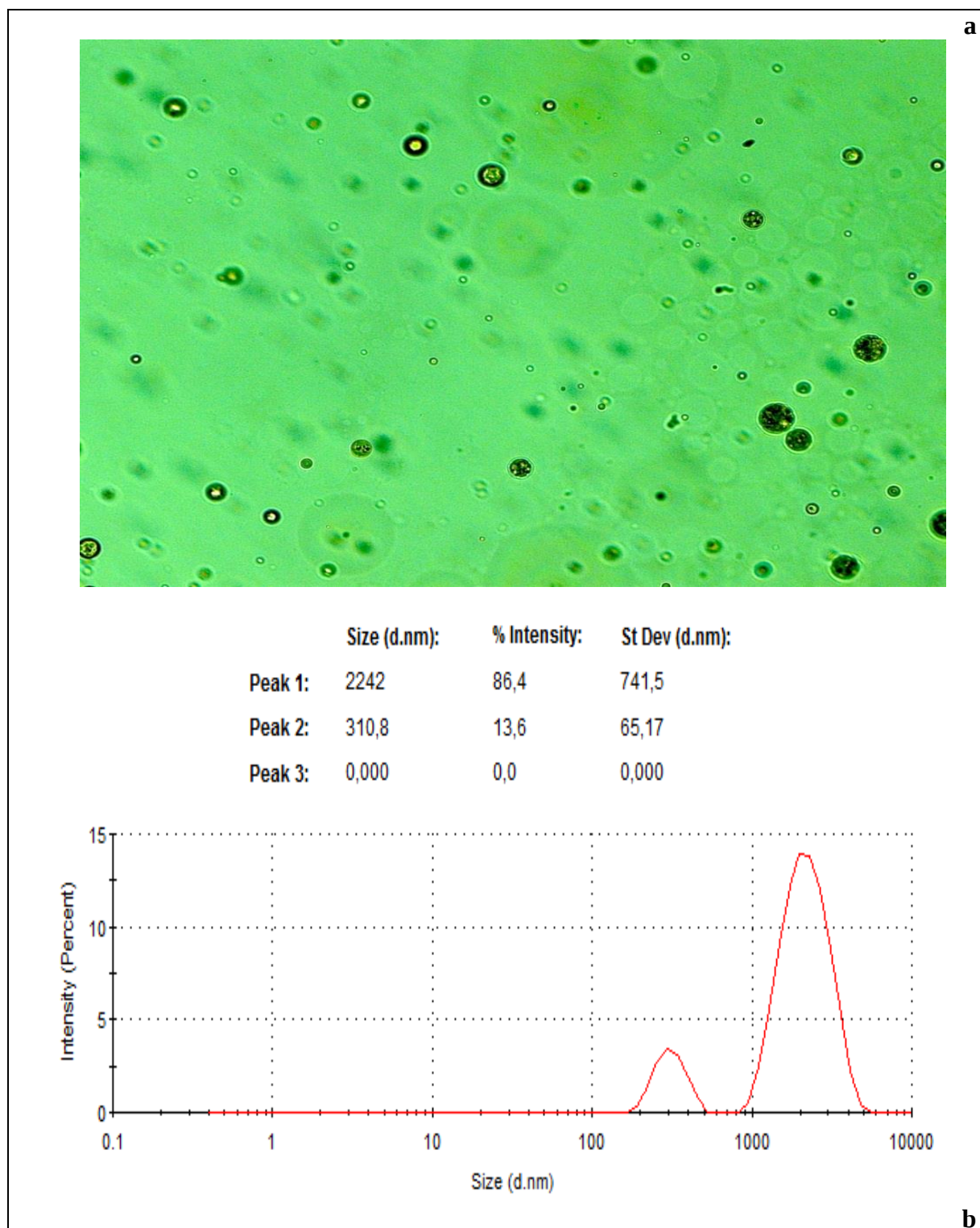


Figura 55. a. Micrografía O/W; b. registros de distribución de tamaño de gota. Ensayo 8 @ 4.000 ppm, polímero, μ = 20 Cp @ 60 °C TDS = 14700 ppm

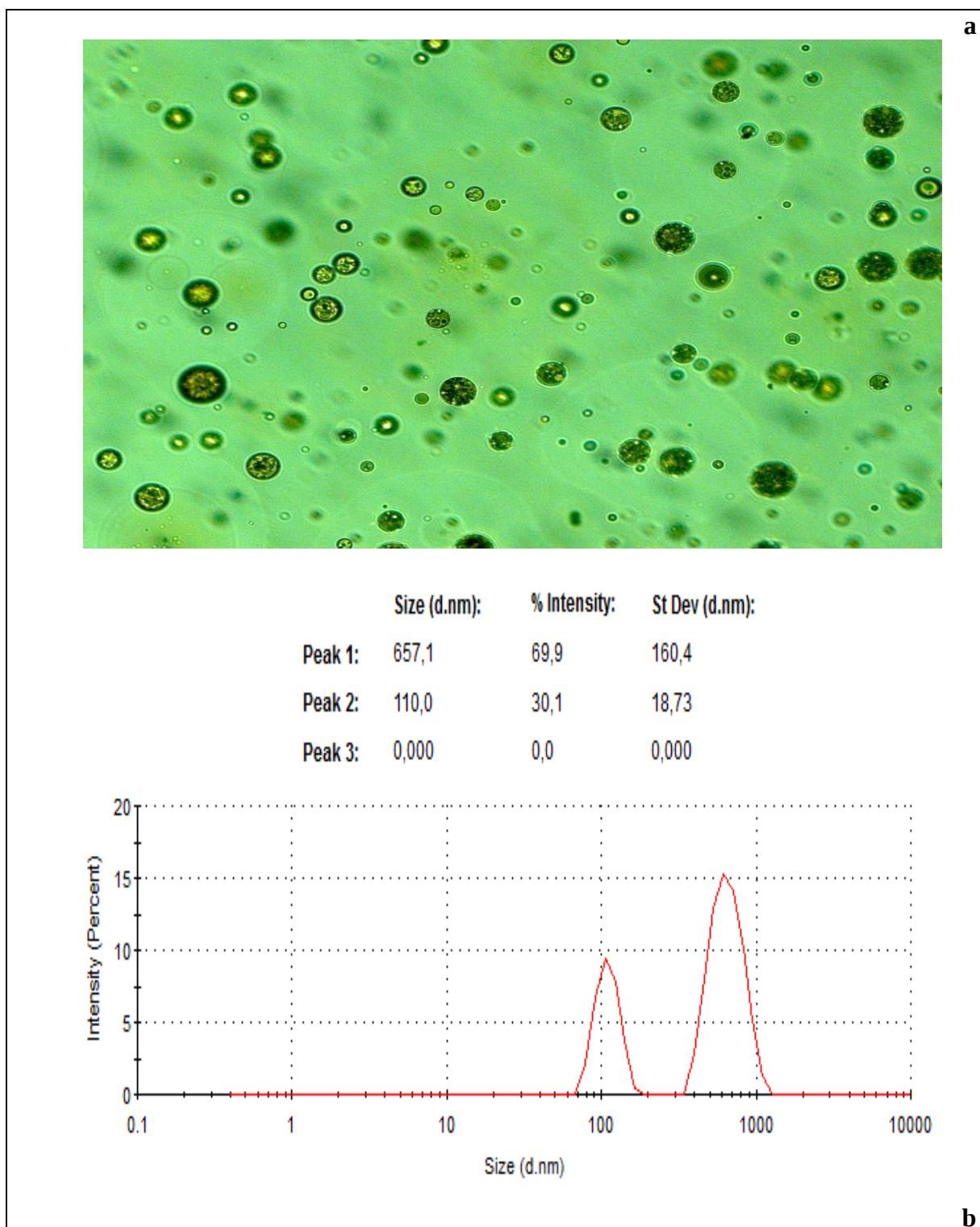


Figura 56. a. Micrografía O/W; b. registros de distribución de tamaño de gota. Ensayo 9 @ 2.900 ppm polímero, $\mu = 15$ Cp @ 60 °C, TDS = 7.500 ppm

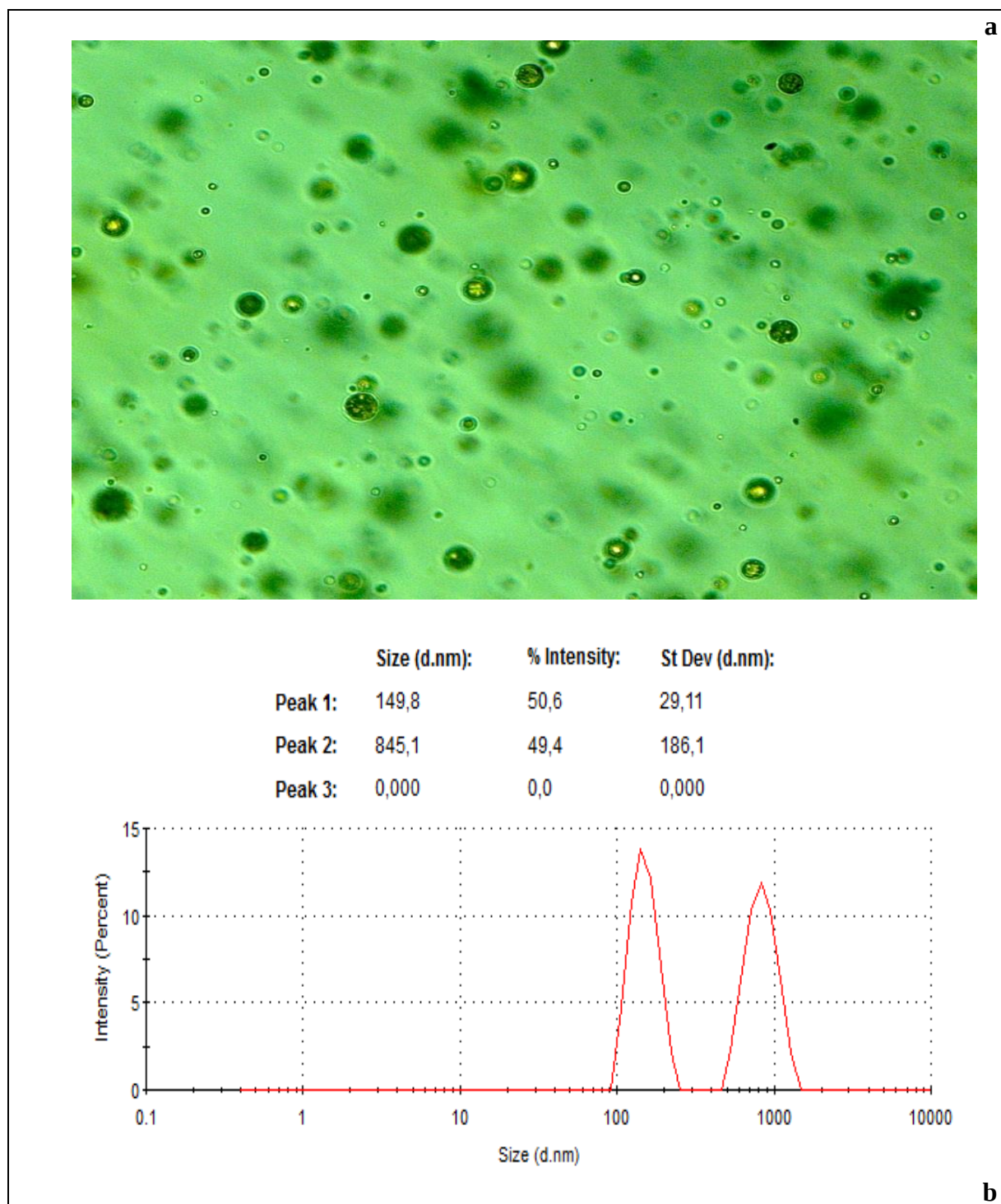


Figura 57. a. Micrografía O/W; b. registros de distribución de tamaño de gota. Ensayo 10 @ 2900 ppm polímero, μ = 15 Cp @ 60 °C, TDS = 7.500 ppm

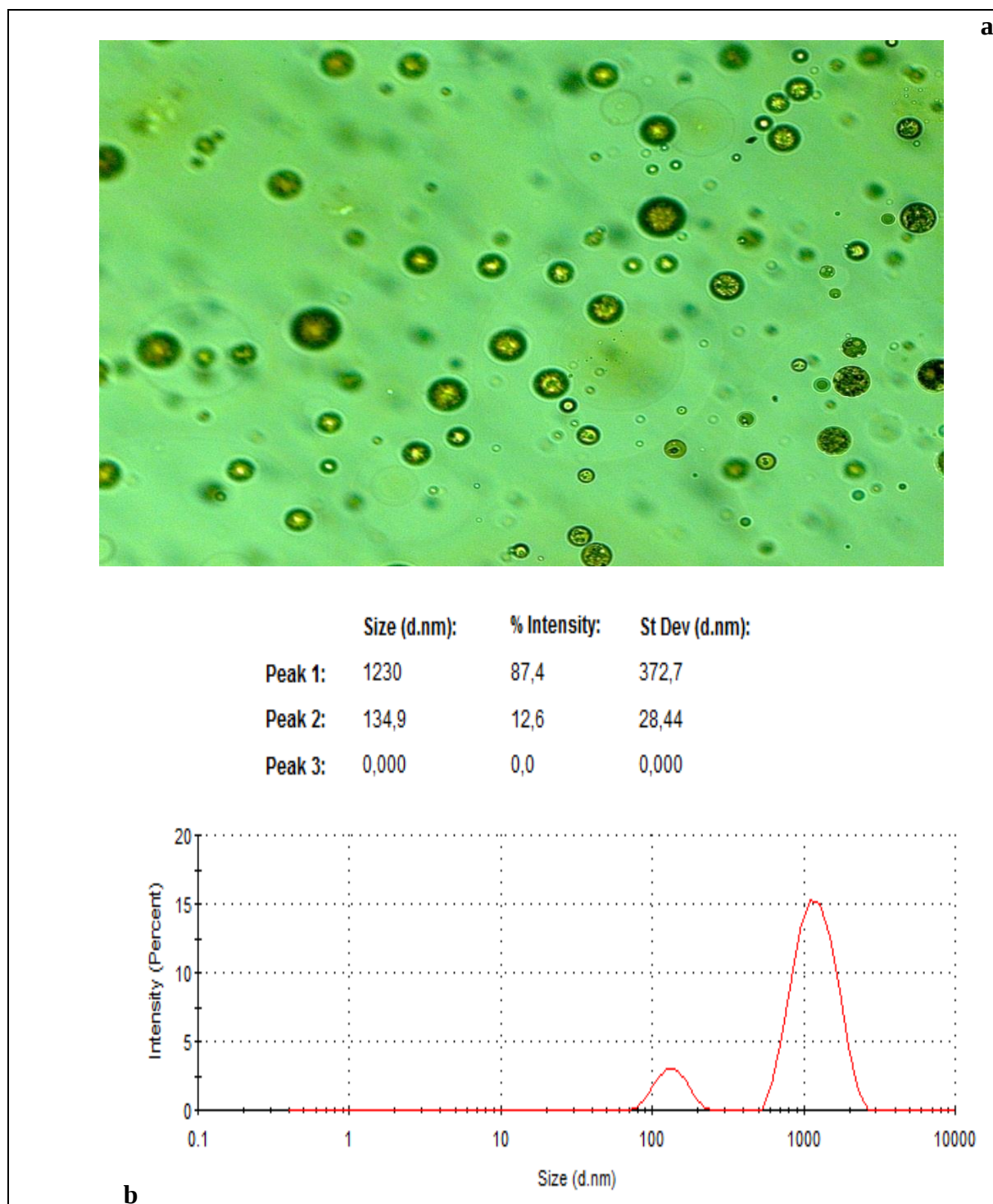


Figura 58. a. Micrografía O/W; b. registros de distribución de tamaño de gota. Ensayo 11 @ 2.900 ppm polímero, μ = 15 Cp @ 60 °C, TDS = 7.500 ppm

En las figuras 59 y 60 se muestra el comportamiento de las intensidades de tamaño para cada ensayo.

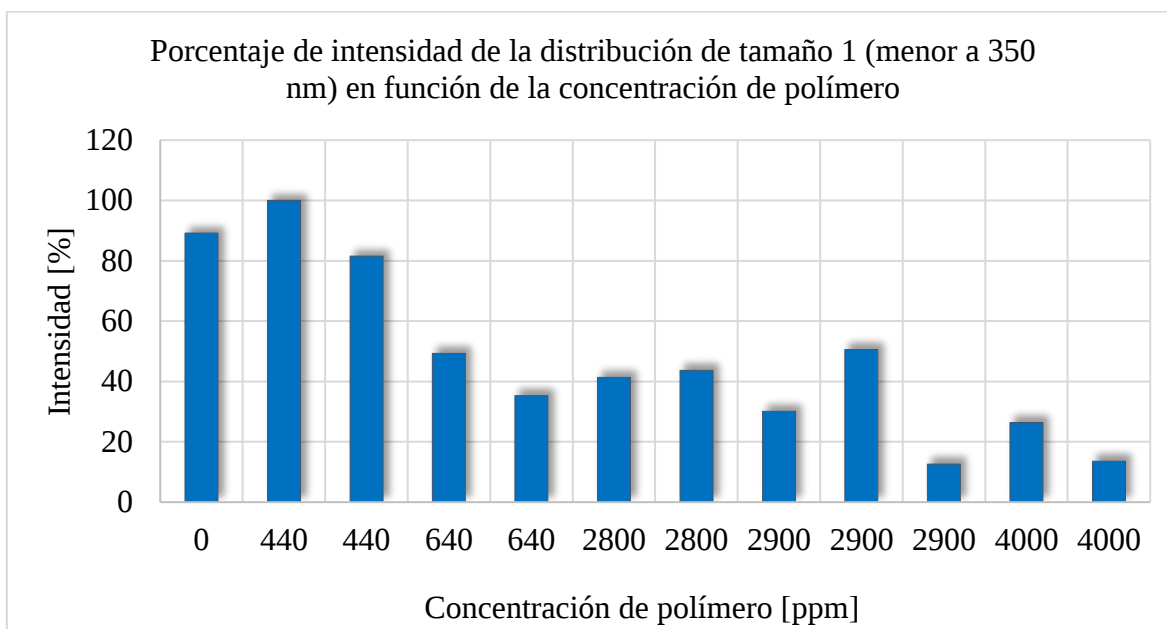


Figura 59. Comportamiento de la intensidad de distribución de tamaño 1 (menor a 350 nm)

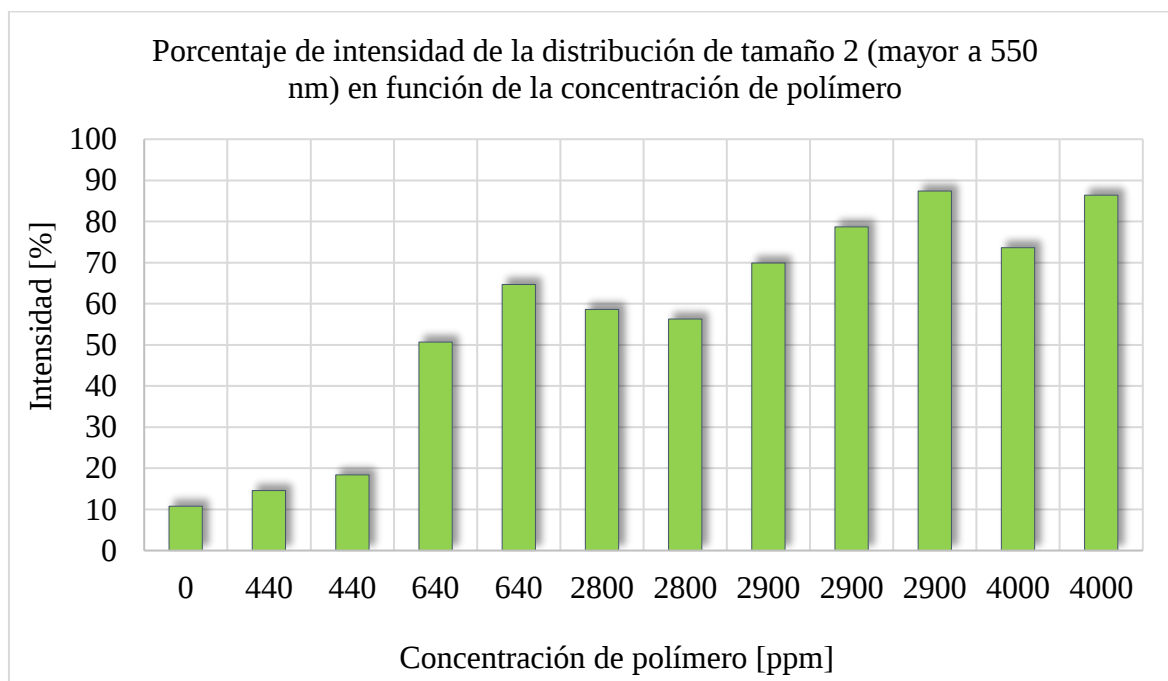


Figura 60. Comportamiento de la intensidad de distribución de tamaño 2 (mayor a 500 nm)

En la figura 61 se muestra el comportamiento de la intensidad de tamaño 2 y el contenido de G&A, se observa que para porcentajes de intensidad mayor al 50% el contenido de grasas y aceites aumenta con los incrementos de intensidad.

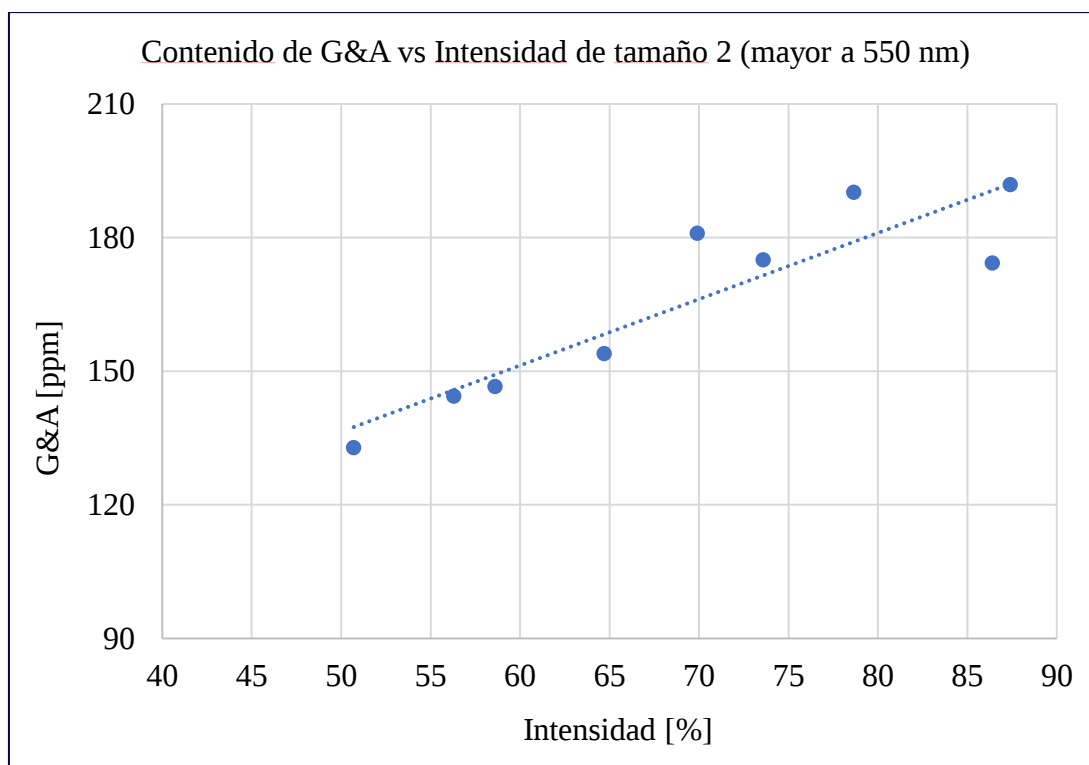
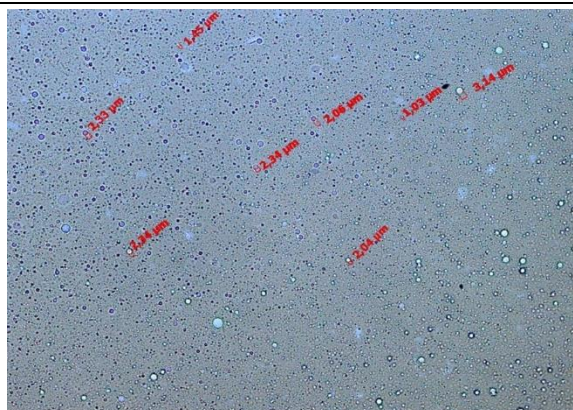


Figura 61. Relación entre la intensidad de tamaño de gota 2 (mayor a 500 nm) y el contenido de G&A

En cuanto a la micrografía de fase continua de crudo con gotas de agua dispersas para todos los ensayos del diseño experimental presentadas en las figura 62, se puede observar un tamaño uniforme de gota, dentro de un rango de 1.5 a 6 μm . No se observan efectos significativos de la presencia de polímero en la morfología de gotas de agua dispersas.

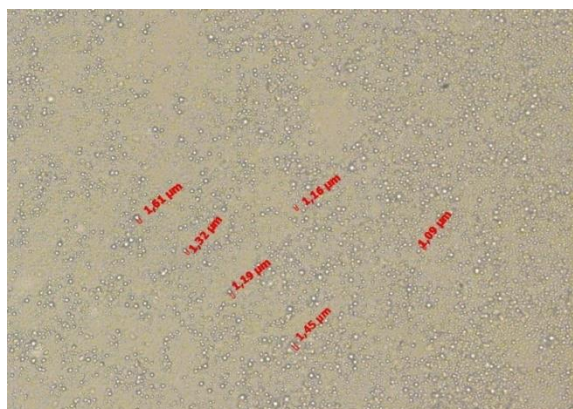
**Blanco @ 0 ppm Polímero, TDS = 14700 ppm,
WOR = 70%**



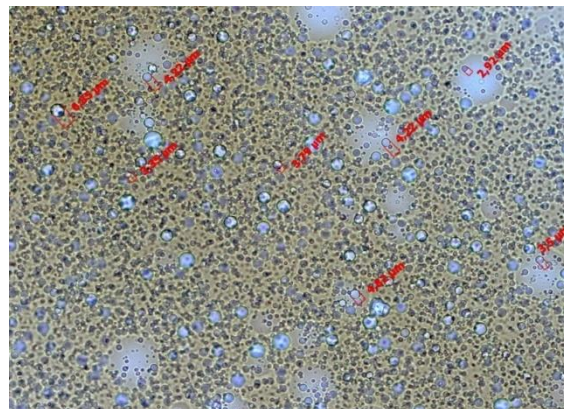
**Emulsión 1 @ 440 ppm Polímero, μ = 10 Cp @
60 °C, TDS = 242 ppm WOR = 65%**



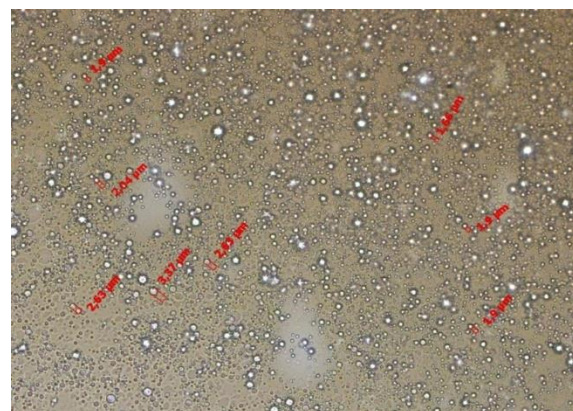
**Emulsión 2 @ 440 ppm Polímero, μ = 10 Cp @
60 °C, TDS = 242 ppm, WOR = 75%**



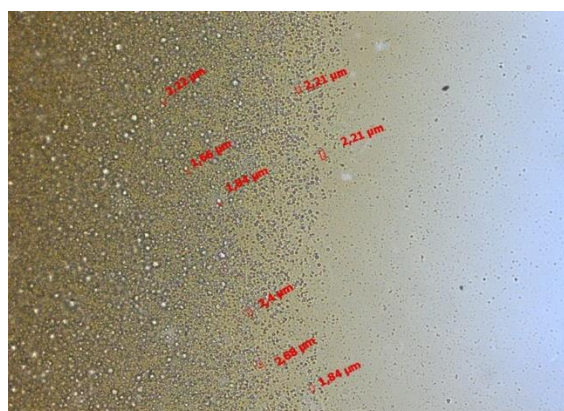
**Emulsión 3 @ 640 ppm Polímero, μ = 20 Cp @
60 °C, TDS = 242 ppm, WOR = 65%**



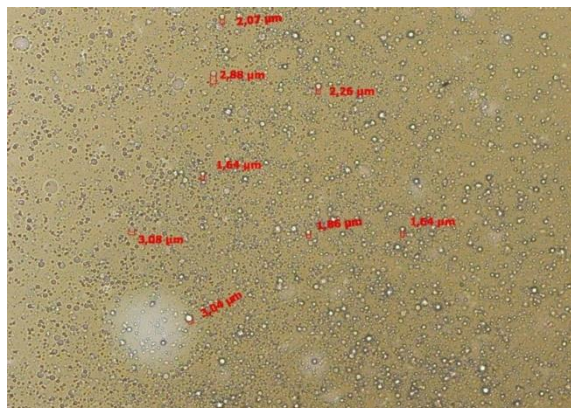
**Emulsión 4 @ 640 ppm Polímero, μ = 20 Cp @
60 °C, TDS = 242 ppm, WOR = 75%**



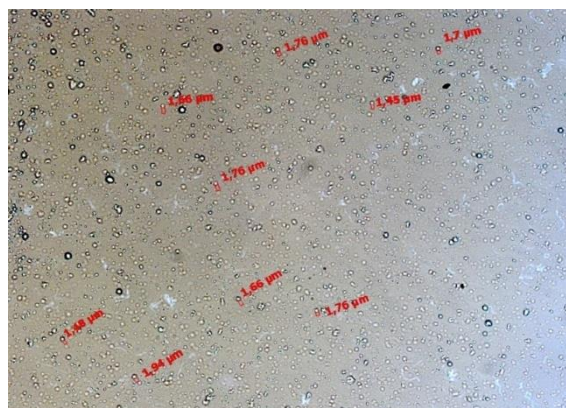
**Emulsión 5 @ 2.800 ppm Polímero, μ = 10 Cp
@ 60 °C, TDS = 14.700 ppm, WOR = 65%**



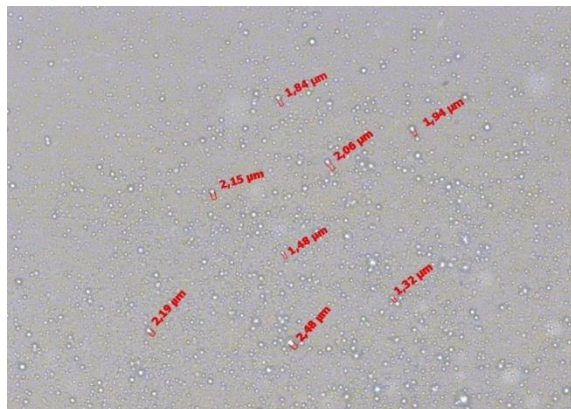
**Emulsión 6 @ 2.800 ppm Polímero, $\mu = 10$ Cp
@ 60 °C, TDS = 14.700 ppm, WOR = 75%**



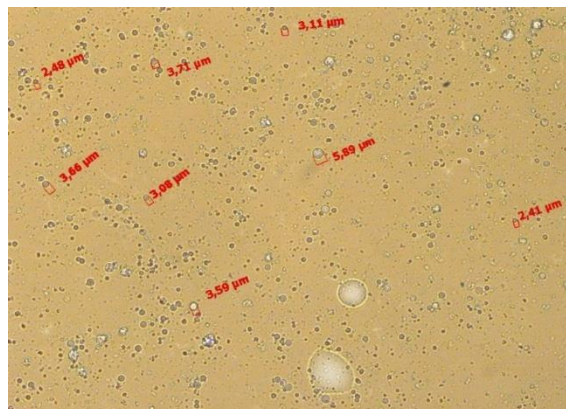
**Emulsión 7 @ 4.000 ppm Polímero, $\mu = 20$ Cp
@ 60 °C, TDS = 14700 ppm WOR = 65%**



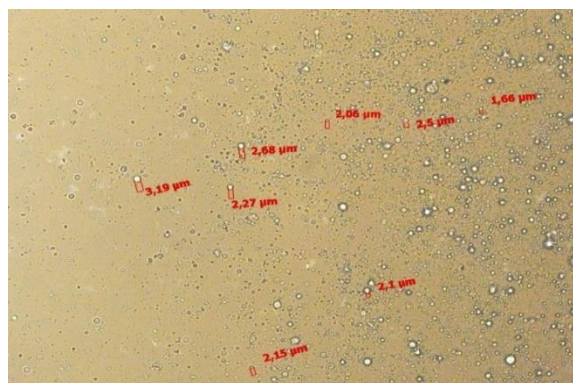
**Emulsión 8 @ 4.000 ppm Polímero, $\mu = 20$ Cp
@ 60 °C TDS = 14700 ppm, WOR = 75%**



**Emulsión 9 @ 2.900 ppm Polímero, $\mu = 15$ Cp
@ 60 °C, TDS = 7.500 ppm, WOR = 70%**



**Emulsión 10 @ 2900 ppm Polímero, $\mu = 15$ Cp
@ 60 °C, TDS = 7.500 ppm, WOR = 70%**



**Emulsión 11 @ 2.900 ppm Polímero, $\mu = 15$ Cp
@ 60 °C, TDS = 7.500 ppm, WOR = 70%**

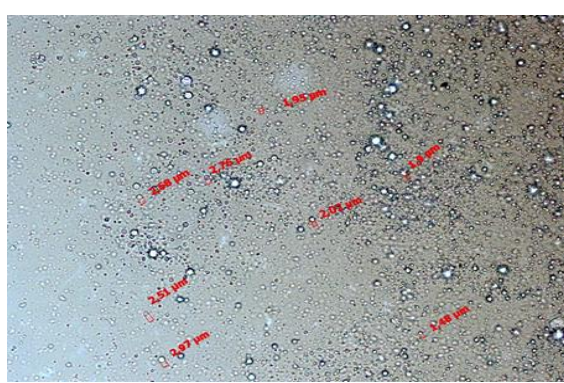


Figura 62 Micrografías de gotas de fase acuosa dispersas en crudo.

7.7.5. Efecto del polímero en la separación de la fase acuosa de la emulsión. Cuando la viscosidad de la fase acuosa adicionada a la emulsión es de 20 cP, se observa que la cantidad de agua separada aumenta de 5% a 14%, respecto a la cantidad de agua separada con una viscosidad de la fase del 10 Cp. Esto se debe a que a medida que aumenta la viscosidad de es más difícil que la fase acuosa se incorpore en la fase oleica debido.

Para una misma viscosidad, cuando el corte de agua cambia de 65% a 75%, la cantidad de agua separada aumenta entre 18% y 32%, debido a la mayor presencia de fase acuosa, que favorece la separación. Sin embargo, el incremento de la cantidad de solución polimérica en el volumen total de la muestra dificulta la formación de la emulsión directa por su naturaleza hidrofílica.

7.7.6. Efecto del polímero en la calidad de las fases separadas. La concentración de polímero afecta negativamente la calidad de la fase acuosa separada. Se observó que las emulsiones formadas eran más estables a concentraciones de polímero mayor a 2900 ppm, caracterizándose por tener gotas con películas interfaciales más definidas e independientes entre sí. Además, la mayor presencia del polímero promovió la coalescencia de las gotas debido a sus efectos floculantes, evidenciándose en una mayor intensidad de gotas de mayor tamaño, superior a 550 nm, lo que en teoría promueve la separación de fases. Sin embargo, el incremento de tamaño de las gotas no favoreció la separación de las gotas de crudo dispersas, debido a los aumentos en la viscosidad (3.8 cp por encima del blanco) de la fase acuosa continua que dificulta el ascenso y posterior separación.

8. Conclusiones

La presencia de HPAM en los efluentes de una aplicación masiva de la tecnología de inyección de polímero, aumenta la cantidad de agua separada en el proceso de deshidratación gravitacional y químico del crudo respecto a la inyección de agua convencional.

El WOR y la viscosidad de la fase acuosa son los parámetros que tienen mayor efecto en la cantidad de agua separada, debido al incremento de la influencia de polímero en el volumen total de la emulsión, que dificulta la incorporación de la fase acuosa en la oleica por las características hidrofílicas del polímero y el aumento de resistencia al flujo.

El aumento en la concentración de polímero tiene un efecto significativo en la morfología de las gotas de crudo dispersas en el agua, donde se observa un incremento en la intensidad de gotas de tamaños superiores a 550 nm, así como la formación de emulsiones múltiples. Sin embargo, en la morfología de la fase dispersa en el crudo, se evidencia mayor uniformidad en el tamaño de las gotas para todas las condiciones evaluadas.

La implementación de la inyección de polímero en agua de alta salinidad disminuye notablemente la calidad de la fase acuosa separada, posiblemente, por el incremento en la concentración de polímero, que aumenta las fuerzas de repulsión entre las gotas por exceso de cargas en el radio efectivo, generando mayor estabilidad e independencia entre las gotas de crudo dispersas en la fase acuosa.

9. Recomendaciones

Analizar el impacto de las alteraciones del polímero residual en los procesos de tratamiento del agua de producción, en donde se han reportado problemas e ineficiencia en los equipos, específicamente en los procesos de flotación, filtración y floculación.

Dentro de los efectos del polímero residual en el proceso de deshidratación el crudo, se ha identificado la deposición del químico EOR en los tratadores térmicos. Por tanto, se recomienda realizar una evaluación experimental de este efecto para una posible expansión del piloto de inyección del campo Yariguí-Cantagallo.

Definir los efectos de la presencia de polímero en el comportamiento de los fluidos efluentes para un proceso a escala piloto o de expansión de inyección SP o ASP, con lo que se esperan comportamientos aún más complejos e interacciones fuertes entre los fluidos producidos.

En el presente estudio se planteó realizar mediciones de potencial Z para cada ensayo, con el fin de establecer factores estabilizantes de las gotas de crudo en la fase acuosa continua. Sin embargo, a las condiciones de alta salinidad planteadas y con las celdas de medición de potencial Z disponibles, no fue posible realizar la medición, debido a que al inducir un campo magnético en los diodos, se atraían los iones del agua a estas zonas y se producía un deterioro casi instantáneo de la celda, lo que provocaba que el equipo ZETASIZER-Nano Series ZS90/Malvern interrumpiera la medición y reportara datos erróneos. Por tanto, se recomienda la selección de celdas con diseños especiales que puedan ser usados en casos de alta salinidad.

Bibliografía

Argillier, J. *et al.* (2013) ‘Methodological Approach for Analyzing the Impact of Chemical EOR on Surface Processes’, *SPE* 164098.

Barsalou, M. (2017) *Teaching DoE with Paper Helicopters and Minitab - Minitab*. Available at: <https://www.minitab.com/en-us/Published-Articles/Teaching-DoE-with-Paper-Helicopters-and-Minitab/>.

Bravo Gallardo, M. A. (2017) *Coagulantes y floculantes naturales usados en la reducción de turbidez, sólidos suspendidos, colorantes y metales pesados en aguas residuales*.

Ferré, J. and Rius, F. X. (2002) *Introducción al diseño estadístico de experimentos, Técnicas de Laboratorio. Departamento de Química Analítica y Química Orgánica Universitat Rovira i Virgili*. Available at: <http://rodi.urv.es/quimio/general/dis.pdf>.

Fomulation (2014) *Smart Solutions for Dispersions Characterisation*. Available at: www.formulation.com.

Gómez Puentes, N. A. (2015) *Remoción de materia orgánica por medio de coagulación y floculación*. Universidad Nacional de Colombia. doi: 10.1017/CBO9781107415324.004.

Guerrero Pabón, C. M. (2015) *Evaluación de un proceso de inyección de surfactante-polímero a partir del dimensionamiento de sus concentraciones y volúmenes de bache*. Universidad Industrial de Santander.

Henández Alarcón, E. (2016) *Caracterización interfacial de emulsiones agua-aceite (W/O) estabilizadas por asfaltenos usando espectrometría de masas*. Universidad Industrial de Santander.

Jimenez Molano, A. M. (2015) *Metodología para el diseño de baches en un proceso de inyección de polímeros a partir de fenómenos de interacción roca/fluidos presentes*. Universidad Industrial de Santander.

Ken, A. and Maurice, S. (2008) *Surface Production Operations*. Third Edit. Burlington, MA 01803, USA: Elsevier Inc.

LiYan, Q., Xiuhong, Z. and Fengling, Z. (1999) ‘Study on the mechanism: How polyacrylamide Influences the microscopic properties of produced Liquid’, *SPE* 57317. doi: 10.2118/57317-MS.

Ma, B., Gao, B. and Yue, Q. (2013) ‘Journal of Petroleum Science and Engineering Study on emulsion stability of wastewater produced by polymer flooding’, 110, pp. 27–31. doi:

10.1016/j.petrol.2013.08.044.

MALVERN (2014) *Zetasizer Nano Series*, Malvern Instruments Ltd. Available at: <http://www.malvern.com/en/products/product-range/zetasizer-range/>.

Maya, G. *et al.* (2015) 'Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia : Yariguí-Cantagallo Field. SPE 177245.', *Society of Petroleum Engineers*, pp. 1–13.

Mehta, S. D. (2005) *Making and Breaking of Water in Crude Oil Emulsions*. Texas A&M University.

Meza Ariza, A. A. and Esteban Mogollón, L. A. (1982) *Estudio sobre el comportamiento de ls emulsiones existentes en el petróleo producido en el campo 'Canta Gallo- Yariguies'*. Universidad Industrial de Santander.

Mosayebi, A. and Abedini, R. (2013) 'Using demulsifiers for phase breaking of water/oil emulsion', *Petroleum and Coal*, 55(1), pp. 26–30. Available at: www.vurup.sk/petroleum-coal.

Murillo Castaño, D. M. (2011) *Análisis de la influencia de dos materias primas coagulantes en el aluminio residual del agua tratada*. Universidad Tecnológica de Pereira.

Pachon Contreras, Z. del P. *et al.* (2016) *Evaluación de compatibilidad con química de superficie para tratamiento de agua de inyección, efectos fluidos producidos en facilidades, selección de química de superficie*. Piedecuesta- Santander.

Pilar, P. C. Z. del, Álvaro, V. G. and S.A., E. (2013) *Evaluación experimental de polímeros para recobro mejorado en el campo CAMPO Yariguí-Cantagallo*.

Quintero Perez, H. I. and Maya Toro, G. (2016) *Análisis de Impactos en Sistemas de Producción Afectados por la Inyección de Polímeros*.

Rambeau, O. *et al.* (2014) 'A tool to tackle the Challenges of the Treatment of the Back Produced Viscosified Water', *Iptc 2014*, (Wang 2011).

Restrepo Osorno, H. A. (2009) *Evaluación del proceso de coagulación-floculación de una Planta de tratamiento de agua potable*. Universidad Nacional de Colombia.

Sheng, J. J. (2011) *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery*. Burlington, MA 01803, USA: Elsevier Inc.

SHENG, J. J. (2011) *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery*. Elsevier Inc.

Sheng, J. J., Leonhardt, B. and Azri, N. (2015) 'Status of Polymer-Flooding Technology', *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 54(2), pp. 116–126. doi: 10.2118/174541-PA.

Sorbie, K. S. (1991) *Polymer-improved oil recovery*. Heriot-Watt University Edinburgh: Polymer-Improved Oil Recovery K. S. SORBIE, D. Phil. Reader in Petroleum Engineering Department of Petroleum Engineering Heriot-Watt University Edinburgh Springer Science+Business Media, LLC.

Villar García, Á. *et al.* (2016) *Evaluación de compatibilidad con química de superficie para tratamiento de agua de inyección, efecto de fluidos de producción en facilidades, selección de química de superficie*.

Yang, L. *et al.* (2015) ‘Study on Emulsification Behavior and Optimized Separation Technology of High Concentration Polymer Flooding Produced Liquid in Daqing Oilfield’, pp. 1–12.

Zheng, F. *et al.* (2011) ‘Challenges in Processing Produced Emulsion From Chemical Enhanced Oil Recovery - Polymer Flood Using Polyacrylamide’, *SPE 144322*, (201149).