

**EFFECTO DE LA VISCOSIDAD Y LAS PROPIEDADES REOLÓGICAS EN EL
PORCENTAJE DE RECUPERACIÓN DE UNA FÓRMULA SP PARA UN CAMPO
PETROLERO**

**JUAN SEBASTIÁN PÉREZ JAIMES
CARLOS FELIPE BARAJAS ARIAS**

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

2018

**EFFECTO DE LA VISCOSIDAD Y LAS PROPIEDADES REOLÓGICAS EN EL
PORCENTAJE DE RECUPERACIÓN DE UNA FÓRMULA SP PARA UN CAMPO
PETROLERO**

**JUAN SEBASTIÁN PÉREZ JAIMES
CARLOS FELIPE BARAJAS ARIAS**

**Trabajo presentado como requisito para optar por el título de Ingeniero
Químico**

Director

**RONALD ALFONSO MERCADO OJEDA
Ph.D en Ingeniería Química**

Codirector

**MIGUEL JOSÉ RONDÓN ANTON
Ph.D en Ingeniería Química**

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

2018

DEDICATORIA

En primer lugar doy infinitamente gracias a Dios; porque me ha dado la fortaleza para continuar cuando a punto de caer he estado, por ser siempre mi guía, por demostrarme una y otra vez que sus propósitos son perfectos, por su infinita bondad y sobre todo por su amor.

A mi madre Nancy Arias Álvarez; por darme la vida, por ser la principal motivación durante mi existencia, por ser la única persona que creyó en mi cuando nadie más lo hacía, por hacer que todo esto fuera posible, por ser mi mejor y única amiga, por haberme apoyado en todo momento cuando más lo he necesitado, por sus geniales consejos, sus valores, por el apoyo constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su inmenso amor.

A mi padre Carlos Julio Barajas; por apoyarme siempre académicamente y ser una pieza fundamental en lo que hoy soy.

A Laura Ximena Melgarejo, por apoyarme cuando más lo he necesitado en el transcurso de mi carrera.

A mis amigos que contribuyeron de una u otra forma en mi formación profesional y que a la fecha seguimos siendo amigos: Jhon Jairo Chinchilla, Laura Camila Lopez, Erick Rene Ruiz y Maria Camila Arguello.

Por ultimo a Nathalia Aguirre, por el apoyo emocional en la realización de este proyecto y por convertirse en una persona muy especial en esta etapa final de la universidad.

AGRADECIMIENTOS

Los autores le dan sus agradecimientos por el desarrollo de este proyecto a:

A nuestro director Ph.D Ronald Alfonso Mercado Ojeda y el codirector Miguel José Rondón Antón; por su acompañamiento, orientación, apoyo y enseñanza durante todo el proceso.

Al Instituto Colombiano del Petróleo, a M.Sc. Álvaro Villar, el Laboratorio de Química de Producción y especialmente al personal de la alianza UIS-ICP por su buena disposición y colaboración en la realización de este proyecto y las pruebas requeridas.

A la Universidad Industrial de Santander, principalmente a la escuela de Ingeniería Química y sus docentes por la formación académica brindada.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	16
1. OBJETIVOS.....	19
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	19
1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	19
2. MARCO TEÓRICO	20
2.1 RECOBRO MEJORADO	20
2.2 FORMULACIÓN DE SISTEMAS SURFACTANTE POLÍMERO (SP).....	23
2.2.1 Polímero	24
2.2.2 Surfactante	26
2.3 CARACTERÍSTICAS REOLÓGICAS DE LA FÓRMULA SP	29
3. METODOLOGÍA	31
3.1 PREPARACIÓN DE SOLUCIONES MADRE	32
3.1.1 Preparación agua de inyección (PIA).....	32
3.1.2 Preparación soluciones madre de surfactante.....	32
3.1.3 Preparación solución madre de polímero	32
3.2 DETERMINACIÓN DE VISCOSIDADES A TRABAJAR EN CADA FORMULACIÓN	32
3.2.1 Preparación de la curva patrón de viscosidad en función de la concentración de polímero.....	32
3.2.2 Selección del rango de viscosidades	33
3.3 OPTIMIZACIÓN DE LA FÓRMULA SP	34
3.3.1 Cálculo de la tensión interfacial	34
3.3.2 Selección de las proporciones óptimas de surfactante	34
3.4 DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES REOLÓGICAS.....	35
3.4.1 Viscosidad	35

3.4.2 Viscoelasticidad	35
3.4.3 Barrido de amplitud.....	35
3.4.4 Barrido de frecuencia.....	36
3.5 ARMADO DE LOS EMPAQUES DE ARENA Y MONTAJE EXPERIMENTAL	36
3.5.1 Materiales	36
3.5.2 Montaje	36
3.5.3 Saturación con crudo	36
3.6 PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO	36
3.6.1 Waterflooding.....	36
3.6.2 Chemical Flooding	37
3.6.2.1 Inyección de la fórmula SP	37
3.6.2.2 Inyección de polymer drive	37
3.6.2.3 Inyección de chase wáter	37
3.7 CARACTERIZACIÓN DE EFLUENTES.....	37
3.7.1 Concentración de polímero.....	37
3.7.2 Concentración de surfactante	38
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS	39
4.1 OPTIMIZACIÓN DE LA FÓRMULA SP	39
4.2 SATURACIÓN DEL MEDIO POROSO Y CÁLCULO DE LA PERMEABILIDAD.....	40
4.3 CARACTERIZACIÓN REOLÓGICA DE LAS FORMULACIONES	42
4.3.1 Viscosidad	42
4.3.2 Barridos de amplitud y frecuencia.....	43
4.4 PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO	45
4.4.1 Caracterización de efluentes	45
4.4.2 Recuperación de aceite residual.....	47
5. CONCLUSIONES	52
BIBLIOGRAFÍA.....	53
ANEXOS.....	57

LISTADO DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Concentración de polímero para cada formulación SP.....	33
Tabla 2. Proporción óptima de mezcla de surfactante.....	34
Tabla 3. Permeabilidad al aceite de cada sandpack en base a sus propiedades básicas.....	40
Tabla 4. Saturación residual de crudo para cada desplazamiento.....	41
Tabla 5. Parámetros reológicos de la Ley de Potencias.....	43
Tabla 6. Propiedades básicas surfactantes empleados en las formulaciones SP .	57
Tabla 7. Propiedades básicas del polímero Flopaam 3330s	58
Tabla 8. Cantidades a emplear para la preparación de las soluciones de referencia.....	61
Tabla 9. Viscosidades medidas para cada solución de referencia.....	61
Tabla 10. Muestras de cada formulación a diferentes proporciones de mezcla de surfactante.....	63
Tabla 11. Cantidades necesarias de cada surfactante para la mezcla en cada muestra.....	64
Tabla 12. Cantidades necesarias de reactivo para cada formulación SP.....	64
Tabla 13. Cantidades necesarias de cada surfactante para cada formulación SP.....	64
Tabla 14. Valores de referencia para la curva de calibración de concentración de polímero.....	69
Tabla 15. Valores de referencia para la curva de calibración de concentración de surfactante.....	72
Tabla 16. Datos de recobro terciario para cada desplazamiento.....	82

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Clasificación de los procesos EOR.....	21
Figura 2. Estructura molecular del HPAM.....	25
Figura 3. Estructura molecular del surfactante.....	27
Figura 4. Mecanismo de adsorción del surfactante.....	27
Figura 5. a) Rango de viscoelasticidad lineal para una emulsión monodispersa. b) Módulos G' y G'' en función de la frecuencia para una solución de óxido de polietileno en agua.....	30
Figura 6. Esquema de la metodología experimental a seguir.	31
Figura 7. Curva patrón de viscosidad para cada formulación.	33
Figura 8. Proporción de mezcla óptima de surfactante en base a la viscosidad y TIF.....	35
Figura 9. TIF en función de la proporción de mezcla de surfactante en cada formulación SP.....	39
Figura 10. Viscosidad de cada formulación SP en función de la tasa de corte.....	42
Figura 11. Reograma para las diferentes formulaciones SP.....	42
Figura 12. Caracterización reológica de las formulaciones SP (G'' y G')	44
Figura 13. Módulo complejo de las formulaciones SP	45
Figura 14. Caracterización de efluentes en función de los VPI: a) Concentración de polímero b) Concentración de surfactante.	46
Figura 15. Efluentes recogidos para cada desplazamiento: a) 2 cP b) 5 Cp c) 10 cP d) 20 cP e) 50 cP	47
Figura 16. Perfiles de recobro terciario para cada formulación SP.....	49
Figura 17. TIF en función de la viscosidad de cada formulación SP.....	49
Figura 18. Barrido de frecuencia para la viscosidad compleja de cada formulación SP.....	49

Figura 19. Porcentaje de recobro terciario para cada formulación SP.....	50
Figura 20. Tensiones interfaciales a diferentes temperaturas para dos formulaciones iguales de 1255 ppm	62
Figura 21. Materiales necesarios para la construcción de los empaques de arena.....	66
Figura 22. Preparación del medio poroso.	66
Figura 23. Empaquetamiento del medio poroso.	67
Figura 24. Curva de calibración para la medición de concentración de polímero. .	69
Figura 25. Curva de calibración para la medición de concentración de surfactante.	72
Figura 26. Reograma para la formulación SP de 2 cP.....	78
Figura 27. Reograma para la formulación SP de 5 cP.....	78
Figura 28. Reograma para la formulación SP de 10 cP.....	79
Figura 29. Rango de aplicabilidad de la ley de potencias para la formulación de 20 cP.....	79
Figura 30. Rango de aplicabilidad de la ley de potencias para la formulación de 50 cP.....	80
Figura 31. Muestras recolectadas para el desplazamiento de 2 cP.....	82
Figura 32. Volumen de aceite recuperado con la formulación de 2 cP.....	83
Figura 33. Muestras recolectadas para el desplazamiento de 5 cP.....	83
Figura 34. Volumen de aceite recuperado con la formulación de 5 cP.....	83
Figura 35. Muestras recolectadas para el desplazamiento de 10 cP.....	84
Figura 36. Volumen de aceite recuperado con la formulación de 10 cP.....	84
Figura 37. Muestras recolectadas para el desplazamiento de 20 cP.....	84
Figura 38. Volumen de aceite recuperado con la formulación de 20 cP.....	85
Figura 39. Muestras recolectadas para el desplazamiento de 50 cP.....	85
Figura 40. Volumen de aceite recuperado con la formulación de 50 cP.....	85

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Características polímero y surfactante empleados.....	57
ANEXO B. Preparación de soluciones madre.....	59
ANEXO C. Cálculo de la tensión interfacial.....	62
ANEXO D. Procedimiento de construcción de los medios porosos (empaques de arena/caolín).....	65
ANEXO E. Métodos de caracterización de efluentes (Curvas de calibración)	68
ANEXO F. Cálculo de parámetros durante las eficiencias de desplazamiento	73
ANEXO G. Ley de potencias para las formulaciones a inyectar.....	77
ANEXO H. Recuperación de aceite residual para cada desplazamiento.....	82

RESUMEN

TÍTULO: EFECTO DE LA VISCOSIDAD Y LAS PROPIEDADES REOLÓGICAS EN EL PORCENTAJE DE RECUPERACIÓN DE UNA FÓRMULA SP PARA UN CAMPO PETROLERO *

AUTORES: Juan Sebastián Pérez Jaimes
Carlos Felipe Barajas Arias **

PALABRAS CLAVES: Viscoelasticidad, Metodos de recobro, Concentración de polímero, Tension interfacial, Numero capilar

DESCRIPCIÓN

Uno de los métodos de recobro más prometedores en el futuro, es la recuperación química usando surfactantes y polímeros (fórmula SP), con la cual se busca mejorar tanto la eficiencia de desplazamiento como la de barrido. Se presume que, al aumentar la concentración de polímero en una formulación, aumentarán la viscosidad y elasticidad de la misma. En consecuencia, la cantidad de petróleo recuperado puede ser mayor debido al aumento del número capilar del sistema.

En este trabajo se llevaron a cabo pruebas de desplazamiento para estudiar el efecto de la viscosidad y elasticidad en una fórmula SP diseñada para la recuperación de aceite residual. Dichos desplazamientos se llevaron a cabo usando empaques de arena, a los cuales se determinó su respectiva permeabilidad (K) y saturación de aceite residual (Sor), con el fin de poder obtener valores más equivalentes en cada desplazamiento y en consecuencia hacerlos comparables. Se prepararon soluciones, variando la proporción de mezcla de surfactantes PS13D-PS2 para optimizar cada formulación y aumentando la concentración de polímero para obtener viscosidades de 2, 5, 10, 20 y 50 cP.

Los resultados obtenidos con las fórmulas de 2, 5 y 10 cP demuestran que a mayor viscosidad, va aumentando el porcentaje de recuperación. Sin embargo, el mayor porcentaje de recobro se obtuvo para la formulación de 20 cP, la cual presenta la TIF más baja de todas las fórmulas, pero una menor viscoelasticidad en comparación con la formulación de 50 cP (quien presentó la elasticidad más importante). Por lo tanto, para obtener un aumento en el porcentaje de recobro, no solo basta con aumentar la viscosidad de la fórmula, debe existir una optimización entre la TIF y la viscoelasticidad de la misma, la cual, según estos resultados, comienza a tener un efecto contraproducente a partir de cierto grado.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería Química. Director Ronald Alfonso Mercado Ojeda Ph.D en Ingeniería Química Codirector Miguel José Rondón Anton Ph.D en Ingeniería Química

ABSTRACT

TITLE: EFFECT OF VISCOSITY AND RHEOLOGICAL PROPERTIES ON THE PERCENTAGE OF RECOVERY OF A SP FORMULA FOR A PETROLEUM FIELD*

AUTHORS: Juan Sebastián Pérez Jaimes
Carlos Felipe Barajas Arias**

KEY WORDS: Viscoelasticity, recovery methods, polymer concentration, interfacial tension, capillary number.

DESCRIPTION:

One of the most promising recovery methods in the future is the chemical recovery using surfactants and polymers (SP formula), which seeks to improve both displacement and sweeping efficiency. It is presumed that increasing the polymer concentration in a formulation will increase the viscosity and elasticity of the same. Consequently, the amount of oil recovered may be greater due to the increase in the capillary number of the system.

In this thesis, displacement tests were carried out to study the effect of viscosity and elasticity in an SP formula designed for the residual oil recovery. These displacements were carried out using sandpacks, where their respective permeability (K) and residual oil saturation (Sor) were determined, in order to be able to obtain more equivalent values in each displacement and consequently make them comparable. Solutions were prepared, varying the mixing ratio of PS13D-PS2 surfactants to optimize each formulation and increasing the polymer concentration to obtain viscosities of 2, 5, 10, 20 and 50 cP.

The results obtained with the 2, 5 and 10 cP formulas show that the higher the recovery percentage, the higher the viscosity. However, the highest percentage of recovery was obtained for the 20 cP formulation, which has the lowest IFT of all the formulas, but a lower viscoelasticity compared to the formulation of 50 cP (who presented the most important elasticity). Therefore, to obtain a higher recovery percentage, is not enough increasing the viscosity of the formula, there must be an optimization between the IFT and its viscoelasticity, which, according to these results, begins to have a counterproductive effect from a certain degree

* Degree project

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Chemical Engineering. Director Ronald Alfonso Mercado Ojeda Ph.D en Ingeniería Química Codirector Miguel José Rondón Anton Ph.D en Ingeniería Química

INTRODUCCIÓN

Actualmente la industria de los hidrocarburos ha enfrentado varios desafíos, en el cual uno de ellos ha sido la extracción de crudo de sus campos petrolíferos, ya que una parte importante de los yacimientos en explotación a nivel mundial se encuentran en etapa madura, por lo que es prioritario procurar su óptima explotación.

En Colombia, el factor de recobro es aproximadamente del 19%, y alrededor del 90% de los campos petroleros del país se encuentran todavía produciendo en su etapa primaria (aproximadamente el 88% de la producción proviene de producción primaria y el 11% de la producción secundaria y menos del 1% por recuperación mejorada de petróleo) y muchos de ellos con alto grado de agotamiento de la energía del yacimiento. Por lo anterior, con el objeto de aumentar la producción de aceite en el país, la implementación de métodos EOR (recuperación mejorada del petróleo) juega un papel fundamental como tecnología tanto para incrementar el factor de recobro de los campos colombianos como para repotenciar los mismos para la aplicación de otras tecnologías tendientes al incremento de productividad de los pozos.

El aumento del factor de recobro se logra mejorando la eficiencia del desplazamiento mediante la reducción de las fuerzas capilares; dentro de los cuales se pueden citar la utilización de solventes miscibles con el crudo y la obtención de baja tensión interfacial con soluciones de surfactantes o soluciones alcalinas. Para mejorar la eficiencia de barrido se puede reducir la viscosidad del crudo mediante

calentamiento, aumentar la viscosidad del agua con polímeros hidrosolubles, o taponar los caminos preferenciales con espumas¹.

El método SP (Surfactante/Polímero) es un proceso EOR, el cual se desarrolla sobre la base de inundaciones de surfactantes y polímeros, con una mejora gradual de la recuperación de petróleo al disminuir la tensión interfacial, aumentando el número capilar, mejorando la eficiencia de desplazamiento microscópico, la relación de movilidad y aumentando la eficiencia de barrido macroscópico². Esta técnica se ha identificado como un proceso rentable CEOR (recuperación química mejorada del petróleo), que ha producido altas tasas de recuperación superiores al 20% en algunos yacimientos petrolíferos como el yacimiento Daquin en China, el cual representa unas de las más grandes, si no las más grandes, inundaciones SP/ASP implementadas al día de hoy. Las inundaciones se han estudiado y probado en Daquin durante más de 20 años con varios pilotos de diferentes escalas^{3,4}. Los campos Gudong⁵, Karamay⁶, Liahoe y Shengli⁷ son otros ejemplos de proyectos chinos de recuperación mejorada SP/ASP documentados previamente en la literatura.

¹ SALAGER, J. L. Recuperación mejorada del petróleo (Cuaderno FIRP S357-C). Universidad de Los Andes, Escuela de Ingeniería Química, Laboratorio de Formulación, Interfases, Reología y Procesos, Mérida (Venezuela). 2005

² SALAGER, J. L. Surfactantes. Laboratorio Firp escuela de Ingeniería Química, Universidad de los Andes Mérida 5101 Venezuela. 2002

³ SHEN PP., y YU JY. Fundamental research on enhanced oil recovery in large scale. Beijing; Petroleum Industry Publication Company. 2002

⁴ CHANG, H. L., ZHANG, ZQ., WANG, Q. M., XU, Z. S., GUO, Z. D., ZUN, H. Q. y QIAO Q., H. L. Advances in Polymer Flooding and Alkaline/Surfactant/Polymer Processes as Developed and Applied in the People's Republic of China. Journal of Petroleum Technology. 2006, 58(02), pp. 84–89. Disponible en <https://doi.org/10.2118/89175-JPT>

⁵ QU Z, ZHANG Y, ZHANG X y DAI JA. Successful ASP (alkaline/surfactant/polymer) flooding pilot in Gudong oil field (SPE-39613). In: Proceedings of 11th SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, USA. 1998, pp.19-22.

⁶ QIAO Q, et al. The pilot test of ASP combination flooding in Karamay oil field. In: Paper SPE 64726 presented at the 2000 SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, Beijing. 2000, pp. 7-10.

⁷ SHEN PP., y YU JY. Fundamental research on enhanced oil recovery in large scale. Beijing; Petroleum Industry Publication Company. 2002

Por un lado, los surfactantes trabajan en inundaciones SP para reducir la tensión interfacial entre el petróleo remanente y el agua, con lo cual se reduce a su vez las fuerzas capilares, ayudando a la formación y movilización de los bancos de petróleo e incrementando el número capilar, con lo cual se logra un aumento en el factor de recobro.

Por otra parte, la inyección de polímeros permite mejorar la razón de movilidad agua-petróleo, lo cual da como resultado un mejor desplazamiento y un barrido más completo del yacimiento que en la invasión con agua convencional. No obstante, el proceso es aparentemente simple y tanto la selección del polímero como la concentración son los pasos cruciales en el diseño⁸.

Para la selección del polímero, los más utilizados en pruebas de campo son: las poliacrilamidas y los polisacáridos quienes aumentan la viscosidad, alteran la permeabilidad de la roca en zonas invadidas y disminuyen la movilidad efectiva del agua inyectada. En cuanto a la concentración, el presente trabajo de grado se enfocó en investigar experimentalmente si al aumentar la concentración del polímero a emplear, esto contribuiría en un aumento significativo en el factor de recobro, ya que la principal ventaja de los polímeros radica en su habilidad para mejorar el perfil de barrido vertical, debido a que tienden a aumentar la resistencia al flujo del agua en las zonas barridas y, como consecuencia, incrementan el flujo de agua en los estratos no barridos.

En el presente documento se muestran los resultados y el correspondiente análisis realizado a partir del diseño y evaluación sistemática de formulaciones surfactante-polímero, mediante experimentos de tensiometría y desplazamientos en empaques de arena Ottawa.

⁸ FLAATEN AK, ZHANG J y NGUYEN QP. Mechanisms of enhanced natural imbibition with novel chemicals. In: Paper SPE 113453 to be presented at the 2008 SPE. Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma. 2008.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Estudiar el efecto de las propiedades reológicas de una fórmula SP sobre su eficiencia de desplazamiento de aceite residual.

1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Seleccionar la fórmula más conveniente a utilizar en los desplazamientos.
- Estudiar el efecto de la viscosidad en el porcentaje de recuperación de las fórmulas seleccionadas.
- Estudiar el efecto de la viscoelasticidad en el porcentaje de recuperación de las fórmulas seleccionadas.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 RECOBRO MEJORADO

El recobro mejorado de petróleo hace referencia a cualquier método aplicado después de la recuperación secundaria por inyección de agua al pozo.

Varios métodos de recobro secundario involucran la perturbación del depósito improductivo por medio de alguna modificación física, por ejemplo la inundación con agua, gas o vapor; todas finalmente con un recobro de aceite bajo. Las operaciones más comunes en el proceso de recobro mejorado son el chemical flooding, inyección de gas, recobro térmico, entre otras.

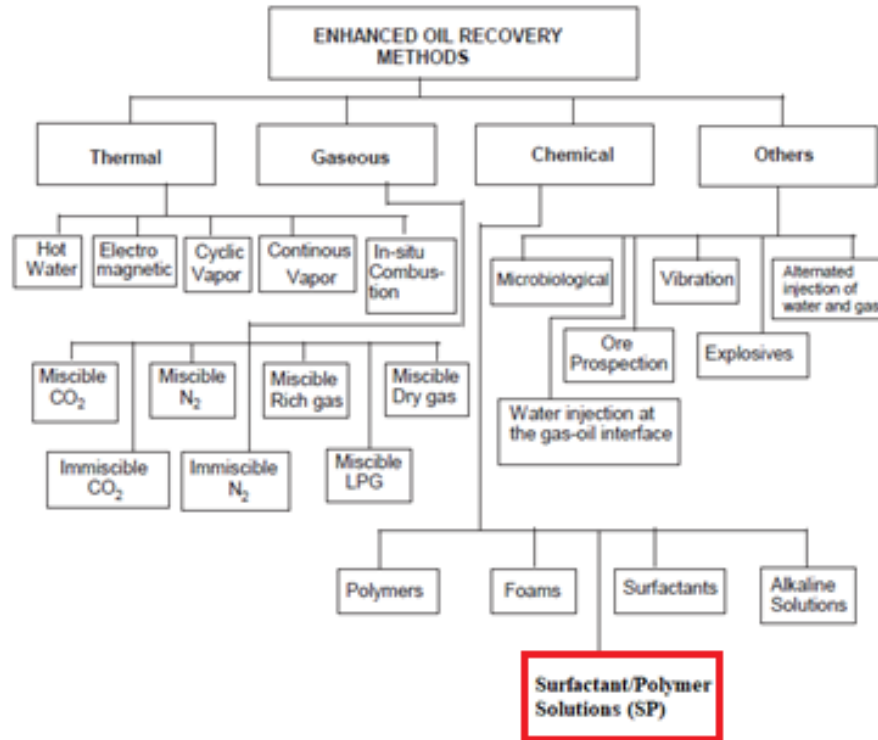
Tradicionalmente, estos métodos de recobro mejorado buscan recuperar el aceite que quedó atrapado luego del waterflooding, el cual no es considerado un método de recobro mejorado a menos de que se combine con otros fluidos de inundación.

La finalidad de estos procesos de recobro mejorado es incrementar la eficiencia global de desplazamiento de aceite, la cual es función de la eficiencia de desplazamiento microscópica y macroscópica que a su vez dependen de factores como el tiempo, viscosidad de los líquidos, permeabilidad relativa, tensión interfacial (TIF), mojabilidad y presión capilar⁹. La disminución de la tensión entre el agua y el aceite es la razón principal que permite el uso de estos métodos.

⁹ OLAJIRE, A. A Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges. *Energy*. 2014, 77, pp. 963–982. Disponible <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.09.005>

El incremento del factor de recobro también varía con las propiedades de la roca, este puede ser bajo, moderado, alto o muy alto cuando se compara con el waterflooding, el cual es el caso base para los diferentes métodos de recobro mejorado (figura 1).

Figura 1. Clasificación de los procesos EOR.



Fuente: Modificado de: OLAJIRE A. A. Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges. 2014.

El aceite que se queda atrapado en los poros luego de la recuperación secundaria es producto de la alta TIF entre el fluido desplazante y el aceite, es aquí cuando se introduce el concepto del número capilar (N_{Ca}) que corresponde a la razón entre las fuerzas viscosas de drenaje y las fuerzas capilares (Ecuación (1)):

$$N_{Ca} = \frac{\text{Fuerzas viscosas}}{\text{Fuerzas capilares}} = \frac{v \eta}{\gamma} \quad (1)$$

Donde, η es la viscosidad del fluido de inyección, v es la velocidad del fluido de inyección y γ es la TIF entre el fluido de inyección y el aceite.

Existe una relación directa entre el número capilar y el porcentaje de recobro terciario, siendo esencialmente nulo cuando el número capilar es inferior a 10^{-6} y cercano a 100% cuando el número capilar es superior a 10^{-3} . Este puede ser incrementado reduciendo las fuerzas capilares y aumentando las fuerzas viscosas, las cuales ayudan a la movilización del aceite mientras que las fuerzas capilares lo evitan.¹⁰

Hay tres alternativas para elevar el número capilar y por tanto el porcentaje de recobro: aumentar la velocidad del fluido de inyección (v), aumentar la viscosidad del fluido de inyección (η) y reducir la TIF entre el crudo y el fluido de inyección (γ).

Un aumento en la velocidad del fluido implica un aumento en la presión de inyección lo cual eleva los costos de operación. Además, no se puede aumentar la presión más allá de la presión de fractura de la roca del yacimiento. Adicional a esto, el aumento de la velocidad conlleva a la digitación.

El aumento en la viscosidad del fluido juega un papel muy importante, la inyección de un polímero en el agua de inyección aumenta la viscosidad de la fase acuosa, así como también reduce la permeabilidad al agua debido al atrapamiento mecánico, resultando en una mejor razón de movilidad. Con una fase más viscosa, el banco de aceite solubilizado se mueve más fácil desde la reserva hasta el pozo productor.

¹⁰GUO, H., DOU, M., HANGING, W., WANG, F., YUANYUAN, G., YU, Z., LI, Y., Review of Capillary Number in Chemical Enhanced Oil Recovery. SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference, (Cdc). 2015

Reducir la tensión interfacial entre el crudo y el fluido desplazante tiene un efecto significativo en el aumento del número capilar, altos valores de este implican tener una TIF ultra baja. Un estudio realizado en 1959 (Wagner and Leach)¹¹ probó que la TIF tiene que ser menor que 0.07 mN/m para mejorar la eficiencia de desplazamiento y si esta disminuye aún más, el porcentaje de recobro se ve incrementado significativamente.¹²

Para obtener un número capilar del orden de 10^{-2} , la TIF tiene que ser menor que 0.001 mN/m ya que un valor ultrabajo de esta entre el fluido desplazante y el aceite es un factor clave en el porcentaje de recobro terciario.

2.2 FORMULACIÓN DE SISTEMAS SURFACTANTE POLÍMERO (SP)

La inyección de un fluido SP es uno de los procedimientos más utilizados en las reservas de crudo pesado y liviano. La mezcla surfactante polímero consiste en una solución acuosa con una determinada proporción de surfactante y polímero, la cual forma una emulsión con el aceite, que luego es barrido y desplazado del yacimiento utilizando un bache polimérico (*polymer drive*).

Se emplea como un método de recobro terciario en condiciones tales que el polímero y/o el álcali no pueden ser inyectados al yacimiento. Este podría ser el caso en el que la permeabilidad fuera demasiado baja, la temperatura muy alta o la salinidad muy elevada para inyectar el polímero¹³. También puede ser empleado cuando la cantidad de cationes divalentes es muy alta para utilizar el álcali.

¹¹ WAGNER, O. R., y LEACH, R. O. Improving Oil Displacement Efficiency by Wettability Adjustment. *Transactions of the AIME*. 1959. Disponible en <https://doi.org/10.2118/1101-G>

¹² MELROSE, J. C. y BRANDNER, C. F. Role of Capillary Forces In Determining Microscopic Displacement Efficiency For Oil Recovery By Waterflooding (74-04-05)., *J. Can Petrol. Technol.* 1974, 13, pp. 54-59.

¹³ RAHIMI, K., HADI, M., SARVESTANI, F., y SHARIFARA, E. Optimum formulation of ASP for injection. 2013 1(46), pp. 162–166

El desplazamiento con un fluido SP aumenta el porcentaje de recobro terciario dado que incrementa la inyectividad y mejora la eficiencia microscópica de desplazamiento, reduciendo la TIF entre el agua y el aceite a través de la adición de un surfactante al agua, mientras que hace coincidir la movilidad del aceite y el agua por medio de la adición de un polímero.

2.2.1 Polímero Consiste en una molécula de cadena larga y alto peso molecular. Los dos tipos de polímero utilizados en el recobro mejorado son sintéticos y los biopolímeros. Los más utilizados actualmente son los sintéticos como las poliacrilamidas (PAM) y las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM), los polímeros naturales modificados y el polisacárido biológico Xantana.

Como se mencionó previamente, las poliacrilamidas (PAM) son el polímero más utilizado en el recobro mejorado y su densidad promedio se encuentra entre 19 y 150 lb/acre-ft con concentraciones que varían en el rango de 50 a 3700 ppm.¹⁴

En términos de aplicación en el recobro mejorado, estas moléculas ofrecen gran número de propiedades críticas tales como: buena solubilidad con el agua, estabilidad térmica a largo plazo, buena estabilidad con los cationes divalentes como el calcio, buena resistencia a la degradación mecánica, características de adsorción bajas y estabilidad microbiana.

Sin embargo, las poliacrilamidas presentan degradación a temperaturas altas y están sujetas a la precipitación por calcio a elevadas concentraciones de estos iones. Con el fin de corregir dichos inconvenientes, se han buscado gran cantidad de soluciones químicas basadas en el desarrollo de polímeros a partir de cientos de monómeros diferentes. El proceso de polimerización desarrollado a partir de

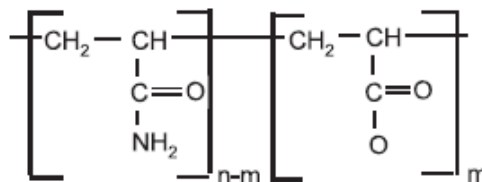
¹⁴ RAHIMI, K., HADI, M., SARVESTANI, F., y SHARIFARA, E. Optimum formulation of ASP for injection. 2013 1(46), pp. 162–166

diferentes técnicas ha desembocado en nuevos polímeros como el HPAM con un peso molecular extremadamente alto de aproximadamente 30 000 000 Da.

El método principal de adaptación del HPAM es controlado por la hidrólisis selectiva, es un polímero de bajo costo y resistente al ataque bacteriano. Estas moléculas de HPAM llevan en su estructura grupos amida polares y grupos carboxilo ionizables (figura 2) que dan al agua una mejor solubilidad con respecto al polímero. Los grupos carboxilo disocian y remueven los cationes y aniones resultando en una solución acuosa con propiedades polielectrolíticas.

Propiedades como una mayor viscosidad que las soluciones de poliácridamida con la misma concentración, resistencia a las fuerzas mecánicas tan altas que se presentan durante la inyección y propiedades reológicas mejores como las de un agente espesor, hacen al HPAM un aditivo ideal al fluido de empuje.¹⁵

Figura 2. Estructura molecular del HPAM.



Fuente: OLAJIRE A. A. Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges. 2014.

La reología del polímero también tiene gran influencia en el recobro mejorado. Consiste en el estudio del comportamiento del fluido y sus propiedades así como la deformación de todo tipo de materiales expuestos a una deformación externa¹⁶.

¹⁵ FLAATEN AK, ZHANG J y NGUYEN QP. Mechanisms of enhanced natural imbibition with novel chemicals. In: Paper SPE 113453 to be presented at the 2008 SPE. Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma. 2008.

¹⁶ YERRAMILLI, S. S. Analysis of Polymer Injectivity in Porous Media. , Delft University of Technology. 2012.

Cuando los materiales están sometidos a un esfuerzo, algunos muestran un comportamiento viscoelástico que es una mezcla entre las propiedades viscosas y elásticas. Las soluciones poliméricas se comportan como fluidos Newtonianos a tasas de corte muy bajas o muy altas. Sin embargo, a tasas de corte intermedias tienen comportamiento pseudoplástico obedeciendo a la ley de potencias donde la viscosidad depende de la tasa de corte.¹⁷

Un estudio hecho muestra que para números capilares iguales, a mayor viscoelasticidad de la solución polimérica, mayor es la eficiencia de recobro y menor la saturación residual de aceite; por otro lado, cuando la elasticidad de las soluciones poliméricas es igual, a mayor número capilar, mayor es el factor de recobro.¹⁸

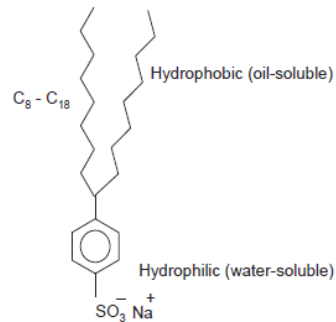
2.2.2 Surfactante Una molécula de surfactante tiene dos grupos funcionales, uno hidrófilo (afín al agua) o polar y uno hidrófobo (afín al aceite) o apolar. El grupo hidrófobo es usualmente una cadena larga de carbonos (C8-C18) ramificada o no, mientras que el grupo hidrófilo está formado por mitades tales como carboxilatos, sulfatos, sulfonatos (aniónicos), alcoholes, cadenas polioxietilenadas (no iónicas) y sales de amonio cuaternarias (catiónicas)¹⁹ (figura 3).

¹⁷ HOU, J., LIU, Z., ZHANG, S., YUE, X., y YANG, J. The role of viscoelasticity of alkali/surfactant/polymer solutions in enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2005, 47(3–4), pp. 219–235. Disponible en <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2005.04.001>

¹⁸ WU, W., DEMIN, W., y HAIFENG, J. (). Effect of the visco-elasticity of displacing fluids on the relationship of capillary number and displacement efficiency in weak oil-wet cores. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*, 1–5, 2007 Disponible en: <https://doi.org/10.2118/109228-MS>

¹⁹ OLAJIRE, A. A Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges. *Energy*. 2014, 77, pp. 963–982. Disponible <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.09.005>

Figura 3. Estructura molecular del surfactante.

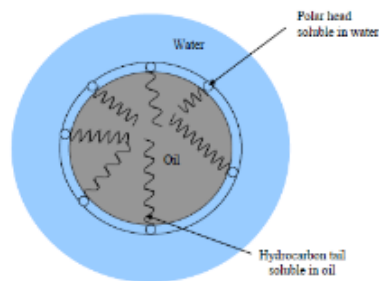


Fuente: OLAJIRE A. A. Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges. 2014.

La función de los surfactantes en la formulación SP es la de reducir la TIF entre el aceite atrapado y la salmuera para favorecer la movilización y contribuir a la formación de bancos de aceite. La reducción de la TIF disminuye las fuerzas capilares y le permite al banco de aceite fluir libremente por los poros. La ventaja de la inyección de un surfactante es recuperar el aceite residual atrapado en los poros después del waterflooding.

El crudo contiene ácidos orgánicos, sales, alcoholes y otros agentes surfactantes, cuando el aceite se pone en contacto con la salmuera o el agua, estos surfactantes naturales se acumulan en la superficie y forman una película que se adsorbe y disminuye la TIF de la interfase aceite-agua (figura 4).

Figura 4. Mecanismo de adsorción del surfactante.



Fuente: OLAJIRE A. A. Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges. 2014.

Dependiendo de las propiedades del crudo (gravedad API, número de acidez, cantidad de azufre, salinidad, contenido de metales pesados, viscosidad, etc), la estructura de la película puede variar considerablemente. Además, el empaquetamiento molecular, la viscosidad y elasticidad de la superficie así como la carga de la película adsorbida son parámetros muy importantes que determinan varios fenómenos tales como la coalescencia de las gotas de emulsiones y la migración de las gotas de aceite del medio poroso.²⁰

La selección apropiada del surfactante en una formulación SP para el recobro mejorado, se basa en la reducción óptima de la TIF entre el crudo y el fluido desplazante, la estabilidad térmica, tolerancia a la salinidad y dureza de la salmuera, solubilidad en la salmuera, parámetros de comportamiento de fase y pruebas de adsorción estática y dinámica a las condiciones del yacimiento.²¹

Dependiendo de la naturaleza del grupo hidrófilo, los surfactantes se clasifican en cuatro grupos:

- Aniónicos: su superficie activa está cargada negativamente, por ejemplo los carboxilatos (COO^-), sulfatos (SO_4^-) o sulfonatos (SO_3^-).
- Catiónicos: su superficie activa lleva carga positiva, por ejemplo bromuro de hexadeciltrimetilamonio ($\text{C}_{16}\text{H}_{33}\text{N}(\text{CH}_3)\text{Br}$). Cuando el surfactante se disuelve en agua, la carga positiva estará en el átomo de nitrógeno.
- Anfotéricos: tienen ambas cargas, por ejemplo los aminoácidos de cadena larga como el $\text{RN}^+\text{H}_2\text{CH}_2\text{COO}^-$ y la alquildimetilpropanosultaína $\text{C}_{17}\text{H}_{37}\text{NSO}_3$.

²⁰ OLAJIRE, A. A Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges. *Energy*. 2014, 77, pp. 963–982. Disponible <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.09.005>

²¹ SHENG, J. A comprehensive review of alkaline-surfactant-polymer (ASP) flooding. *Bob L. Herd Department of Petroleum Engineering, Texas Tech University, P.O. Box 43111, Lubbock, TX 79409, USA*. 2014.

- No iónicos: no tienen ninguna carga. Sin embargo, la parte hidrofílica es soluble en agua por causa de los grupos polares. Estos grupos pueden ser hidroxilos (OH) u óxidos de polietileno (OCH₂CH₂)_n.

Los surfactantes más utilizados en el recobro mejorado son los aniónicos, debido a su bajo costo y su baja adsorción en medios porosos de tipo silíceo. Algunas mezclas de diferentes surfactantes también son usadas con el fin de reducir la TIF y hacer cambios favorables en la mojabilidad. Algunos ejemplos de estos son el Neodol 67-7PO sulfato, sulfonato de olefina interno, sulfonatos de petróleo, sulfonatos de olefina α , alquil-arilsulfonatos y alcoholes etoxilados.

2.3 CARACTERÍSTICAS REOLÓGICAS DE LA FÓRMULA SP

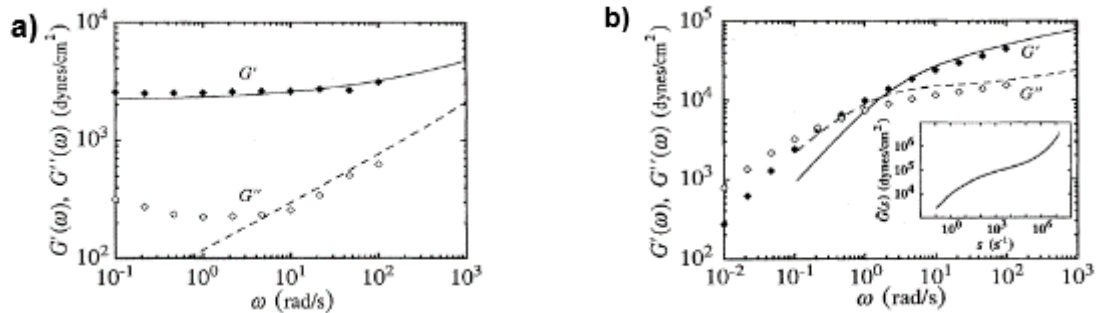
Una de las propiedades más importantes de todo material es su susceptibilidad elástica o su respuesta a un esfuerzo aplicado. Por ejemplo, la principal diferencia entre un sólido y un fluido es su respuesta contraria a una deformación de cizalla; los sólidos almacenan la energía y son elásticos mientras que los fluidos disipan la energía mecánica y son viscosos. Existe gran variedad de materiales que son viscoelásticos, es decir almacenan y pierden energía a proporciones relativas dependiendo del tiempo. La susceptibilidad elástica se define con el módulo complejo G^* , el cual determina el esfuerzo aplicado sobre un material a una tasa de corte y una frecuencia determinadas.²²

La componente elástica del esfuerzo está en fase con la deformación aplicada, el cociente entre el esfuerzo y la deformación se define como el módulo de almacenamiento G' que corresponde a la parte real de G^* . El componente viscoso

²² MASON, T. T., y WEITZ, D. A. Optical measurements of frequency-dependent linear viscoelastic moduli of complex fluids. *Physical Review Letters*. 1995, 74(7), pp. 1250–1253. Disponible en: <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.74.1250>

del esfuerzo está desfasado de la deformación y su razón se define como el módulo de pérdida de energía G'' que corresponde a la parte imaginaria de G^* . Los fluidos complejos tienen un comportamiento viscoelástico lineal dentro de cierto rango de deformación (figura 5a), esto se debe a las estructuras de gran escala presentes en solución. Algunos ejemplos de fluidos complejos pueden ser dispersiones coloidales, soluciones poliméricas de surfactante, entre otras (figura 5b). Estas estructuras macromoleculares dotan a los fluidos de propiedades únicas y las interacciones entre ellas gobiernan su reología.²³

Figura 5. a) Rango de viscoelasticidad lineal para una emulsión monodispersa. b) Módulos G' y G'' en función de la frecuencia para una solución de óxido de polietileno en agua.



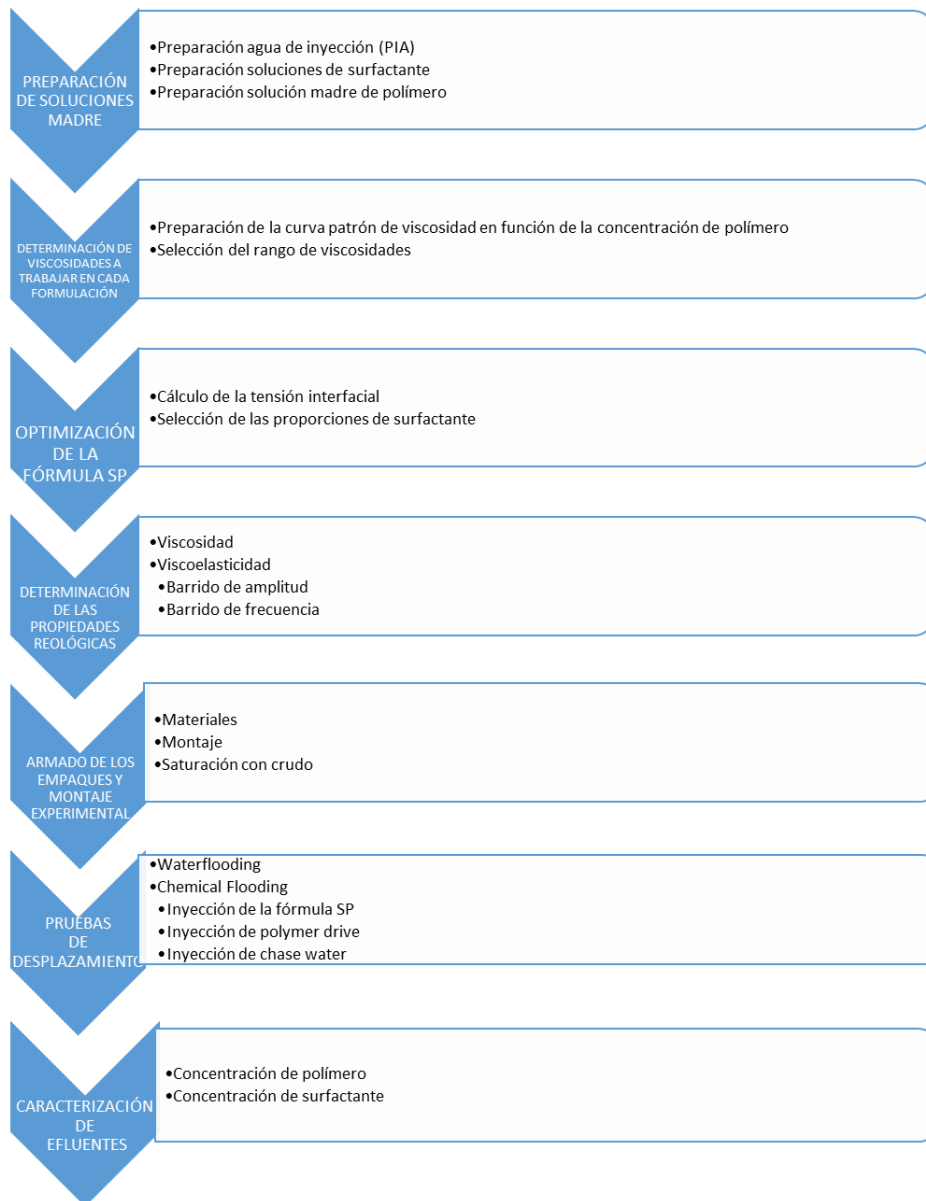
Fuente: BOGER, D. V. An Introduction to Rheology. Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics (Vol. 32). 1989

La determinación de dichas características reológicas se hacen con la ayuda de un reómetro mediante pruebas en estado no estacionario u oscilatorias. Una de las ventajas de las pruebas oscilatorias es que el instrumento de medición, en este caso el reómetro, puede cubrir un rango de frecuencias muy amplio. Generalmente, el rango de frecuencia se encuentra entre 10^{-3} y 10^3 Hz.

²³ BOGER, D. V. An Introduction to Rheology. Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics 1989, Vol. 32, Capítulo 3, pp. 37-39. Disponible en: [https://doi.org/10.1016/0377-0257\(89\)85015-3](https://doi.org/10.1016/0377-0257(89)85015-3)

3. METODOLOGÍA

Figura 6. Esquema de la metodología experimental a seguir.



3.1 PREPARACIÓN DE SOLUCIONES MADRE

3.1.1 Preparación agua de inyección (PIA) Para el diseño de la formulación SP, se preparó una salmuera sintética de características similares al agua de inyección de un campo petrolero tomando como soluto CaCl_2 al 90% de pureza y NaCl con una pureza del 99% en las cantidades necesarias para obtener una solución con salinidad del 1.57% TDS. Ambas sales fueron proporcionadas por la empresa Merck KGaA. (Ver anexo A)

3.1.2 Preparación soluciones madre de surfactante El surfactante seleccionado para este trabajo corresponde a una mezcla de Petrostep S13D y Petrostep S2 con 10% en materia activa, suministrados por la empresa TIORCO. La concentración de las soluciones madre de cada surfactante fue de 5%.

3.1.3 Preparación solución madre de polímero Se preparó una solución polimérica de Flopaam 3330s con una concentración de 5000 ppm. Dicho polímero tiene una humedad del 9.52% y fue el que originalmente se usó en la fórmula desarrollada en ICP por su peso molecular no muy alto. (Ver anexo B)

3.2 DETERMINACIÓN DE VISCOSIDADES A TRABAJAR EN CADA FORMULACIÓN

3.2.1 Preparación de la curva patrón de viscosidad en función de la concentración de polímero Se eligieron concentraciones de polímero de 200, 500, 1000 y 2000 ppm para preparar las soluciones de referencia, compuestas por solución madre polimérica, salmuera sintética de inyección (comúnmente llamada PIA) y agua destilada.

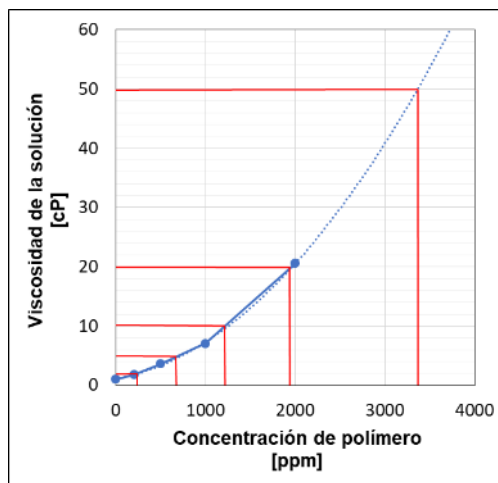
3.2.2 Selección del rango de viscosidades La viscosidad de estas soluciones fue medida con el viscosímetro Brookfield modelo DV2T con adaptador UL a una temperatura de 23 °C y una tasa de corte de 7.33 s⁻¹ con la configuración de cilindros concéntricos.

La figura 7 muestra el cambio de la viscosidad de la solución en función de la concentración de polímero. Los valores de viscosidad de la solución escogidos para cada formulación se resumen en la tabla 1.

Tabla 1. Concentración de polímero para cada formulación SP.

Viscosidad [cP]	Concentración de polímero [ppm]
2	250
5	735
10	1255
20	1970
50	3360

Figura 7. Curva patrón de viscosidad para cada formulación.



3.3 OPTIMIZACIÓN DE LA FÓRMULA SP

3.3.1 Cálculo de la tensión interfacial Para cada valor de viscosidad escogido, se realizó un barrido de formulación, donde el porcentaje de S13D en la mezcla se varió entre 60 y 90%. Posteriormente, se midió la tensión interfacial de cada sistema haciendo uso de un tensiómetro de gota giratoria modelo M6500 a 25 °C. (Ver anexo C)

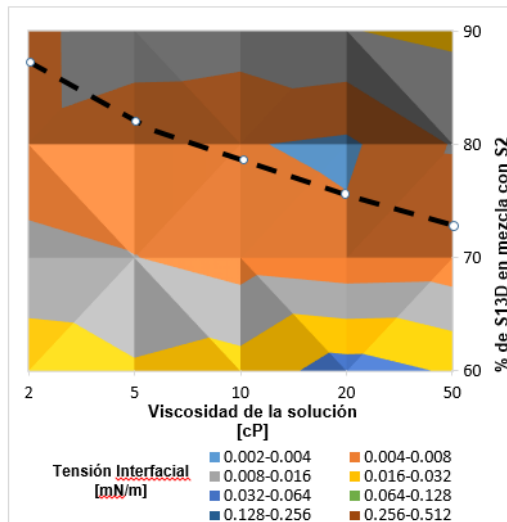
3.3.2 Selección de las proporciones óptimas de surfactante De acuerdo a los valores de TIF determinados anteriormente, se establecieron las formulaciones óptimas para cada una de las viscosidades seleccionadas. Como se explicó en el marco teórico, la formulación óptima es aquella donde se obtiene un mínimo de TIF, manteniendo constantes todas las demás variables de formulación (salinidad y concentración de polímero).

En base a la figura 8 se muestran las relaciones óptimas de los surfactantes utilizados para cada viscosidad. La proporción óptima de mezcla en cada caso se resume en la tabla 2.

Tabla 2. Proporción óptima de mezcla de surfactante.

Viscosidad formulación SP [cP]	%S13D en mezcla con S2
2	85
5	82
10	78
20	75
50	72

Figura 8. Proporción de mezcla óptima de surfactante en base a la viscosidad y TIF.



3.4 DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES REOLÓGICAS

3.4.1 Viscosidad La viscosidad de cada formulación fue medida con el viscosímetro Brookfield y se corroboró con el reómetro Anton Paar modelo MCR 302, variando la tasa de corte entre 0.1 y 1000 s^{-1} con una configuración de celda plato-plato a 1 mm de espaciamiento.

3.4.2 Viscoelasticidad Las propiedades reológicas también se determinaron con el reómetro Anton Paar, utilizando la misma configuración de celda plato-plato a un espaciamiento de 1 mm .

3.4.3 Barrido de amplitud Se determinó el módulo de pérdida (G'') y de almacenamiento (G') a una frecuencia angular constante de 1 rad/s , variando la deformación (strain) entre 0.1 y 100% .

3.4.4 Barrido de frecuencia La viscosidad compleja se midió a una deformación constante de 10%, variando la frecuencia angular desde 0.1 hasta 100 rad/s. Se escoge esta deformación en base a los resultados obtenidos en el barrido de amplitud, asegurando de esta manera trabajar en el rango de viscoelasticidad lineal.

3.5 ARMADO DE LOS EMPAQUES DE ARENA Y MONTAJE EXPERIMENTAL

3.5.1 Materiales Para el montaje de los empaques de arena se utilizaron tubos de Plexiglass, roscas de tubo PVC para las tapas, mallas 100/120 y 120/140, pegamento industrial, conectores Swagelok, teflón y empaques de caucho (O-ring).

3.5.2 Montaje Se utilizó arena Ottawa de malla 80/100, con la que posteriormente se homogeneizó una mezcla que contenía 4% en peso de caolín. Para cada empaque se registró su peso antes y después de ser llenado con la mezcla. El procedimiento detallado del montaje de cada empaque se explica en el anexo D.

3.5.3 Saturación con crudo La saturación con crudo fue realizada haciendo uso de una bomba Quizix a una tasa de 1 mL/min. Se registró la presión en el momento que salió la primera gota de aceite por la parte superior del empaque. Para el cálculo del volumen poroso, se tomó el peso del empaque con aceite y la densidad del crudo utilizado (0.89 g/mL).

3.6 PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO

3.6.1 Waterflooding Se inyectó un total de cinco volúmenes porosos (250 mL aproximadamente) de agua PIA hasta llegar a la condición de saturación residual de aceite (S_{OR}). Para cada empaque, el primer volumen poroso se inyectó a una tasa de 0.33 mL/min y se recogió en una probeta de 50 mL para facilitar su

cuantificación. Los cuatro volúmenes porosos restantes fueron inyectados a una tasa muy baja hasta el día siguiente y se recolectaron en una probeta de 250 mL.

3.6.2 Chemical Flooding Para la recolección de muestras se usaron catorce viales de 8 mL, de los cuales dos corresponden a la inyección de la fórmula SP, dos a la inyección del polymer drive y los restantes a la inyección de chase water. Se recogió un volumen constante para cada mezcla.

3.6.2.1 Inyección de la fórmula SP La fórmula SP se inyectó a una tasa de 0.33 mL/min. En cada vial se registró la presión para un volumen recolectado de 1, 3 y 5.25 mL respectivamente. Se inyectaron 10.5 mL de fórmula (volumen del cilindro) que corresponden a 0.3 volúmenes porosos.

3.6.2.2 Inyección de polymer drive Se inyectaron 0.3 volúmenes porosos de un bache polimérico a una tasa de 0.33 mL/min, registrando las presiones para cada volumen recolectado de 1, 3 y 5.25 mL.

3.6.2.3 Inyección de chase wáter Se inyectaron 1.8 volúmenes porosos de agua PIA a una tasa de 0.33 mL/min con el fin de arrastrar la fórmula y polímero retenidos en el empaque junto con el aceite. La presión se registró para cada volumen recolectado de 1, 3 y 5.25 mL.

3.7 CARACTERIZACIÓN DE EFLUENTES

3.7.1 Concentración de polímero La determinación de la concentración de poliacrilamida se realizó siguiendo el instructivo técnico de ensayo CLX-LQP-I-056, “Instructivo Técnico de ensayo para la determinación de poliacrilamida” del Laboratorio de Química de Producción, basado en el método del hipoclorito de

sodio, tomado de las prácticas recomendadas API RP 63 (1990), cuyo principio básico es la espectrofotometría visible. (Ver anexo E)

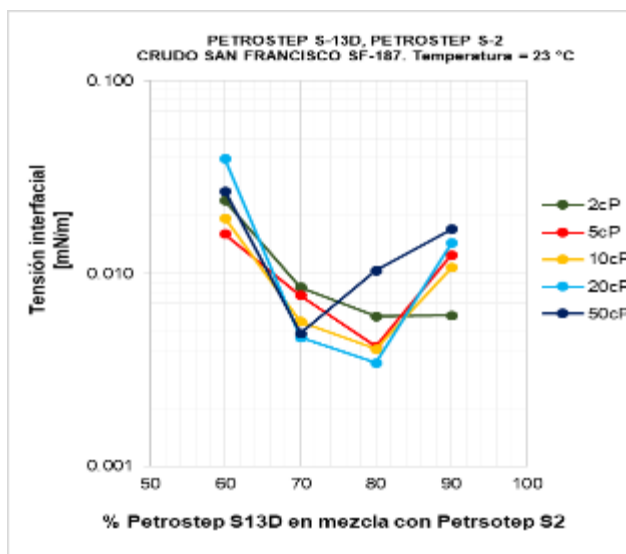
3.7.2 Concentración de surfactante La concentración de surfactantes aniónicos en solución acuosa como sustancia activa se determinó mediante el método de azul de metileno (MBAS), similar a la norma Standard Methods 5540 C/92, ASTM D2358-89 y D2380-88.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 OPTIMIZACIÓN DE LA FÓRMULA SP

La figura 9 presenta la variación de la tensión interfacial en función del porcentaje de Petrostep S13D en la mezcla binaria de surfactantes de cada formulación. Se logró obtener valores de tensión interfacial del orden de 1×10^{-3} mN/m para todas las formulaciones en el rango de 65-85% de S13D en mezcla. Sin embargo, la tensión interfacial más baja se obtuvo para la fórmula SP de 20 cP. Este resultado da una idea preliminar de cuál podría ser la fórmula SP óptima para obtener el mayor porcentaje de recobro terciario.

Figura 9. TIF en función de la proporción de mezcla de surfactante en cada formulación SP.



La intención de realizar esta optimización, es evaluar todas las fórmulas bajo la misma condición de comportamiento de fases, es decir, que la afinidad del surfactante por la fase acuosa y aceite sea igual en todos los casos.

Independientemente que la tensión del sistema crudo/fórmula no sea igual, están siempre por debajo del valor de 10^{-3} mN/m.

4.2 SATURACIÓN DEL MEDIO POROSO Y CÁLCULO DE LA PERMEABILIDAD

Como se mencionó en la metodología, para todos los empaques se inyectó la misma cantidad de volúmenes porosos (VP) de agua PIA en el waterflooding con el fin de llegar a la condición de saturación residual de aceite (S_{OR}). Asimismo, en el chemical flooding la cantidad de VP a inyectar de fórmula SP, *polymer drive* y *chase water* fue la misma para todos los desplazamientos. (Ver pruebas de desplazamiento en el párrafo 2.6)

Para evaluar si todos los ensayos son comparables, se calculó la permeabilidad al aceite del medio poroso empleado mediante la Ley de Darcy²⁴ en función de la razón de flujo y el diferencial de presión durante la inyección del fluido en estado estacionario, después de saturar el medio poroso con crudo. (Ver anexo F)

La tabla 3 resume los valores de permeabilidad al aceite calculados para cada desplazamiento.

Tabla 3. Permeabilidad al aceite de cada sandpack en base a sus propiedades básicas.

	FÓRMULA				
	2 cP	5 cP	10 cP	20 cP	50 cP
Peso tubo	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33
Peso seco [g]	329.83	324.16	328.65	332.67	329.8
Peso húmedo [g]	367.29	363.33	365.1	368.31	366.93
Vp calculado [mL]	42.09	44.01	40.96	40.04	41.72
Longitud [cm]	30	30	30	30	30

²⁴ Recommended Practice: API RP-40. Recommended Practices for Core Analysis.

	FÓRMULA				
	2 cP	5 cP	10 cP	20 cP	50 cP
Diámetro [cm]	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91
Área [cm²]	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85
Volumen total [cm³]	85.50	85.50	85.50	85.50	85.50
Porosidad [%]	49.20	51.50	47.90	46.80	48.80
Viscosidad [cP]	280	280	280	280	280
Q [mL/min]	1	1	1	1	1
Δp [psi]	34.70	37.30	42.10	41.80	36.70
K [mD]	20808.30	19357.80	17150.80	17273.90	19674.30

Los resultados obtenidos muestran que la permeabilidad en los empaques es muy similar. Igualmente, en la tabla 4 se observa que las saturaciones residuales de aceite luego del waterflooding son bastante similares, lo cual hace comparables todas las pruebas.

Tabla 4. Saturación residual de crudo para cada desplazamiento.

Viscosidad formulación [cP]	S_{ORW}
2	0.691
5	0.682
10	0.706
20	0.651
50	0.689

4.3 CARACTERIZACIÓN REOLÓGICA DE LAS FORMULACIONES

4.3.1 Viscosidad La figura 10 representa la viscosidad en función de la tasa de corte para cada formulación SP preparada. Se observó que las formulaciones de 2, 5 y 10 cP presentaron un comportamiento Newtoniano ya que sus viscosidades permanecen constantes independientemente de la variación de la tasa de corte. Por otro lado, la viscosidad de las formulaciones de 20 y 50 cP no es constante (fluido no Newtoniano) y presentan un comportamiento reofluidizante (pseudoplástico) ya que su viscosidad disminuye con el aumento de la tasa de corte hasta alcanzar un valor estable. De la misma manera, la pendiente de la relación velocidad de deformación contra esfuerzo va disminuyendo (figura 11). La reofluidizante no da una idea absoluta de que sean elásticas, solo permite determinar la dependencia de la viscosidad con la tasa de corte.

Figura 10. Viscosidad de cada formulación SP en función de la tasa de corte.

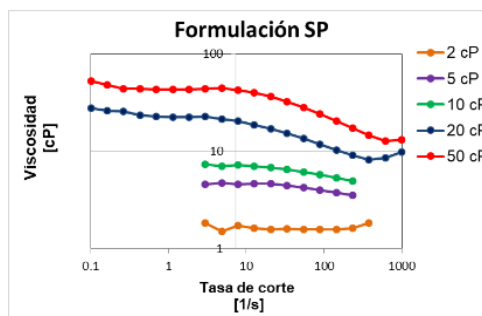
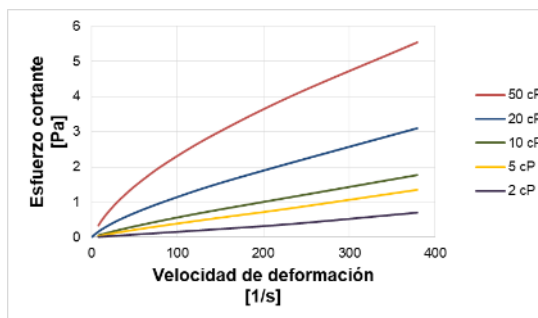


Figura 11. Reograma para las diferentes formulaciones SP.



Asimismo, el comportamiento reológico de las formulaciones SP se verificó mediante la ley de potencias (ver anexo G), teniendo en cuenta que los fluidos con índice de comportamiento (n) menores a 1 ($n < 1$) son reofluidizantes, $n = 1$ son Newtonianos y $n > 1$ reoespesantes²⁵. La tabla 5 resume los parámetros calculados para cada fórmula SP. Se puede observar que el valor de n va disminuyendo a medida que aumenta la viscosidad de las soluciones:

Tabla 5. Parámetros reológicos de la Ley de Potencias.

Viscosidad formulación [cP]	Índice de consistencia [Pa*s]	n
2	0.0018	1.007
5	0.0035	1.003
10	0.0046	1.002
20	0.0321	0.769
50	0.1014	0.681

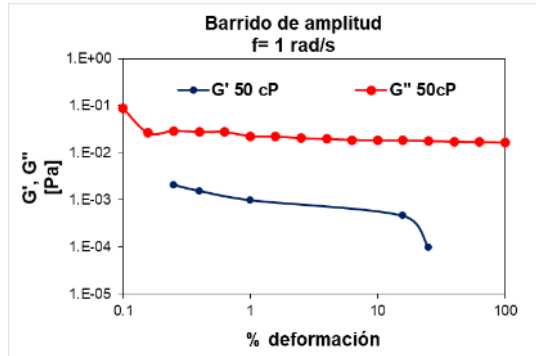
4.3.2 Barridos de amplitud y frecuencia La figura 12 muestra el barrido de amplitud para la formulación de 50 cP, variando el porcentaje de deformación (strain) entre 0.1 y 100 a una frecuencia constante de 1 rad/s. Se observó que a partir de una deformación de 1%, la formulación se encuentra en la región de viscoelasticidad lineal, es decir, la muestra puede deformarse sin sufrir modificaciones en su estructura²⁶.

Esta formulación presenta un comportamiento viscoelástico, teniendo en cuenta que el módulo de pérdida (G'') es mayor que el módulo de almacenamiento (G'), es decir, el componente viscoso es siempre mayor que el elástico. Basado en lo anterior, se escogió una deformación del 10% para llevar a cabo el barrido de frecuencia.

²⁵ MÉNDEZ, A., PÉREZ, L., PANIAGUA, A. Determinación de la viscosidad de fluidos newtonianos y no newtonianos (una revisión del viscosímetro de Couette). *Latin-American Journal of Physics Education*. 2010, 4, pp. 237–245.

²⁶ FERRY, J. D. Viscoelastic properties of polymer solutions. *Journal of Research of the National Bureau of Standards*, 1948, 41(1), pp. 53–62. Disponible en: <https://doi.org/10.1007/BF01534283>

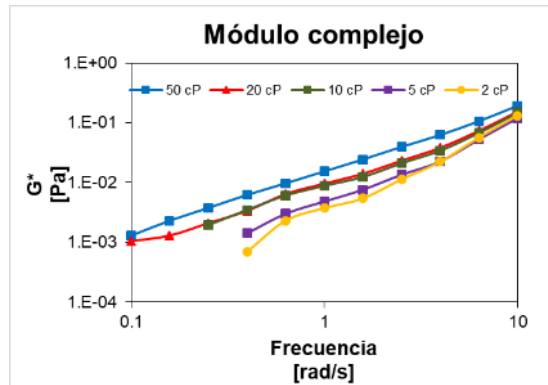
Figura 12. Caracterización reológica de las formulaciones SP (G'' y G')



El módulo complejo (G^*) se ve afectado por la acción de sus componentes viscoso y elástico (G'' y G'). Cuando $G'=0$ se dice que el fluido es un líquido newtoniano viscoso porque no presenta una componente elástica²⁷. Entre más cercano sea a cero el módulo complejo, el comportamiento del fluido será más aproximado al comportamiento newtoniano. Este es el caso para las formulaciones de 2 y 5 cP. Por otro lado, un aumento en la viscosidad de cada formulación implica el incremento del módulo complejo, demostrando que el aporte de la componente G' empieza a ser considerable. En base a lo anterior, las formulaciones de 10, 20 y 50 cP presentan un comportamiento viscoelástico (aunque leve), donde la solución de 50 cP tiene la mayor elasticidad de las formulaciones evaluadas (Figura 13), lo cual es de esperarse debido a que a medida que aumenta la viscosidad, se debe incrementar la concentración del polímero.

²⁷ FRANCK, A. Understanding rheology of structured fluids. *Book of TA Instruments*. 2004, pp. 1–11.

Figura 13. Módulo complejo de las formulaciones SP



Los resultados anteriores dan una idea del grado de viscoelasticidad de cada formulación, sabiendo que este puede llegar a ser un parámetro muy importante en la recuperación de petróleo en cada desplazamiento. Este parámetro junto a factores como la TIF y la movilidad de cada fórmula, podrían tener un papel importante en el mayor porcentaje de recobro terciario.

4.4 PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO

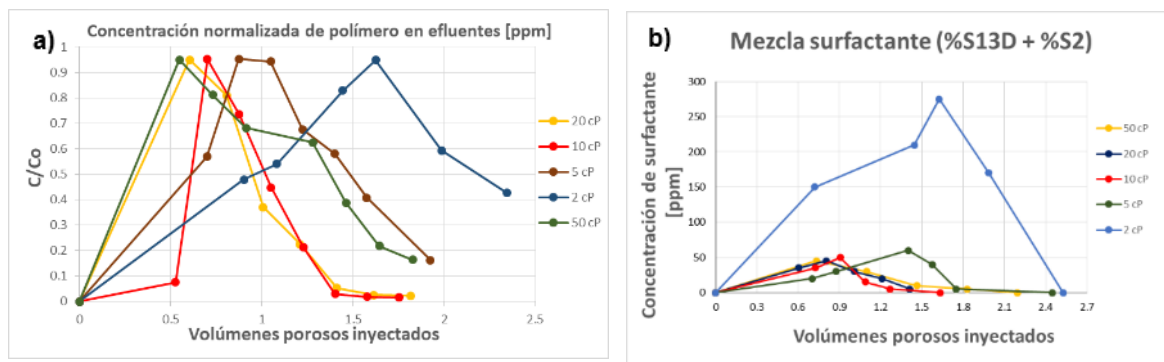
4.4.1 Caracterización de efluentes La figura 14a muestra la concentración normalizada de polímero en función de los VP inyectados. Se observa que para la formulación de 50 cP, la máxima concentración de polímero en los efluentes se alcanza rápidamente con 0.55 VPI desde el inicio del proceso, al igual que para la fórmula de 20 cP que presenta su pico de concentración a los 0.6 VPI. Lo anterior se debe a que un incremento en la concentración de polímero implica una saturación más rápida del medio poroso, ocasionando que el polímero irrumpa más rápidamente a la salida del empaque y aparezca a un menor VPI²⁸. Para las formulaciones de 10 y 5 cP los máximos de concentración se encuentran entre los

²⁸YANG, F., WANG, D., YANG, X., SUI, X., CHEN, Q., y ZHANG, L. High concentration polymer flooding is successful. *Society of Petroleum Engineers*. 2004, pp. 1–7. Disponible en <https://doi.org/10.2118/88454-MS>

0.7 y 0.9 VPI. En concordancia con lo expuesto anteriormente, la concentración de polímero en la formulación de 2 cP es tan leve que se retiene, lo cual se evidencia con la posición del máximo de concentración que se desplaza considerablemente hasta los 1.62 VPI desde el inicio del proceso.

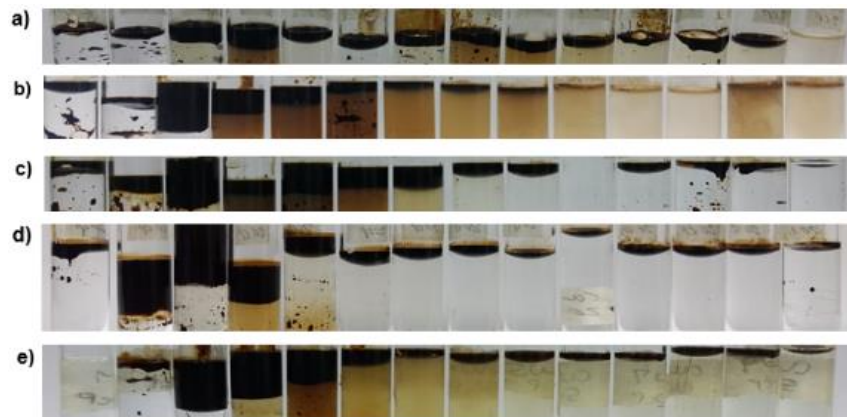
La figura 14b muestra la evolución de la concentración de surfactante en función de los volúmenes porosos inyectados. En esta se puede observar que a medida que la viscosidad de la formulación SP disminuye, la cantidad de surfactante adsorbido es menor, lo que se refleja tanto en el aumento de los picos de concentración, como en el área bajo la curva de cada sistema. Para el caso de la formulación de 5 cP, esta se retuvo y comenzó a salir durante la inyección de chase water y su máximo de concentración se desplazó hasta los 1.39 VPI. Si se compara con la fórmula de 2 cP, esta última se retiene aún más, presentando un pico de concentración a los 1.62 VPI donde al final la concentración medida es mayor que la de los otros desplazamientos, lo cual quiere decir que se adsorbió una menor cantidad de surfactante. Por otro lado, las formulaciones de 10,20 y 50 cP tuvieron una irrupción más rápida de surfactante comparada con las demás. Sus máximos de concentración aparecen a menores VPI.

Figura 14. Caracterización de efluentes en función de los VPI: a) Concentración de polímero b) Concentración de surfactante.



La baja concentración de surfactante en las muestras puede estar asociada a una mayor adsorción y al hecho de que parte de este surfactante se encuentra presente en la microemulsión formada en cada efluente recogido como se muestra en la figura 15.

Figura 15. Efluentes recogidos para cada desplazamiento: a) 2 cP b) 5 cP c) 10 cP d) 20 cP e) 50 cP



Se puede notar que algunos viales presentan una coloración muy importante, lo cual está asociado a la alta solubilización de aceite en la fase acuosa. En este sentido, al haber una alta cantidad de moléculas de surfactante formando microemulsión, quedará libre en la fase acuosa una cantidad muy pequeña, lo cual puede explicar la baja concentración de tensoactivo.

4.4.2 Recuperación de aceite residual En el anexo H se puede observar la cantidad de aceite residual recuperado para cada desplazamiento en función de los volúmenes porosos inyectados.

La figura 16 presenta los diferentes perfiles de porcentaje de recobro obtenidos para cada desplazamiento en función de los volúmenes porosos. Como se puede apreciar, no hay una diferencia considerable entre el recobro obtenido por las fórmulas de 2 y 5 cP, lo cual puede explicarse en base a la baja viscosidad y

elasticidad de estas formulaciones (figura 18). De la misma manera, las fórmulas de 10 y 50 cP presentan una recuperación final muy semejante. Este resultado conlleva a pensar que la viscoelasticidad puede ser un parámetro que ayude a la recuperación de aceite, pero hasta ciertos valores máximos.

Es importante resaltar la sinergia que debe existir entre la acción del surfactante y del polímero. Se puede observar que la formulación de 20 cP fue la que presentó la mayor recuperación de aceite residual (figura 19). En este sentido, vale la pena establecer una comparación particular con la formulación de 50 cP, ya que esta es la que se presumía que debía ofrecer una mayor recuperación de aceite, debido al hecho que presenta las fuerzas elásticas más importantes.

En este mismo orden de ideas, es posible que la baja TIF que ofrece la fórmula de 20 cP haya sido un agente determinante en el recobro (presenta la TIF más baja de todas las fórmulas evaluadas, figura 17). En este sentido, la eficiencia de barrido de esta fórmula puede haber mejorado gracias a una mayor reducción de las fuerzas capilares que retienen al crudo en forma de glóbulos discontinuos. Esta particularidad, unido al hecho de que también exhibe una elasticidad media (comparada con las otras fórmulas), hace pensar que debe existir un equilibrio u optimización entre todas las variables importantes que determinan el proceso (TIF, viscosidad, elasticidad y relación de movilidad). Se puede asumir que en este estudio la mojabilidad de la roca no cambia en ninguno de los casos²⁹.

²⁹ MANDAL, A. Chemical flood enhanced oil recovery: a review. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*. 2015, 9(3), 241. Disponible en <https://doi.org/10.1504/IJOGCT.2015.069001>

Figura 16. Perfiles de recobro terciario para cada formulación SP.

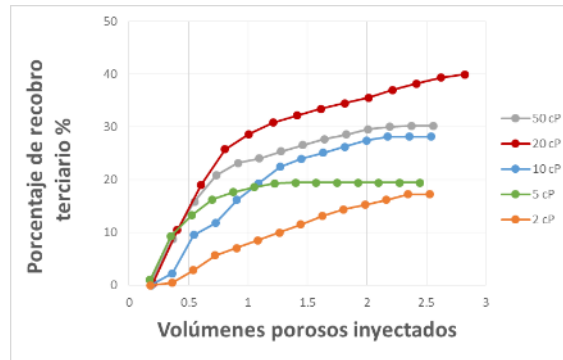


Figura 17. TIF en función de la viscosidad de cada formulación SP.

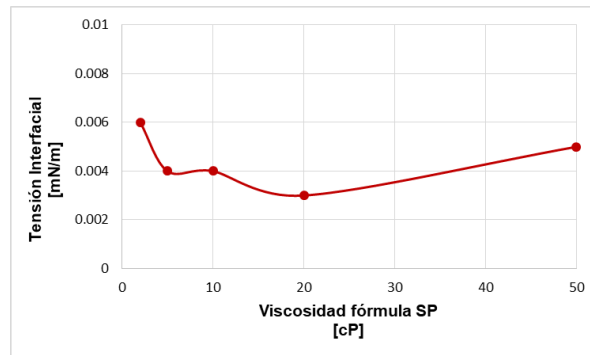


Figura 18. Barrido de frecuencia para la viscosidad compleja de cada formulación SP.

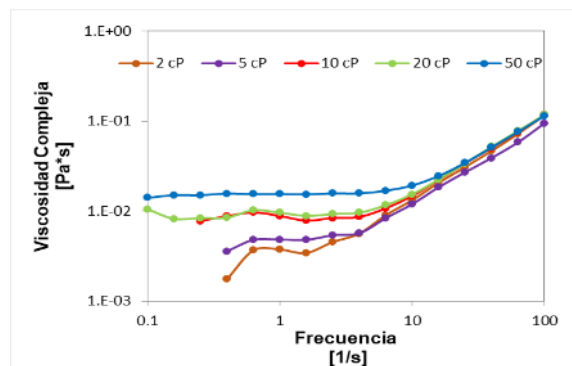
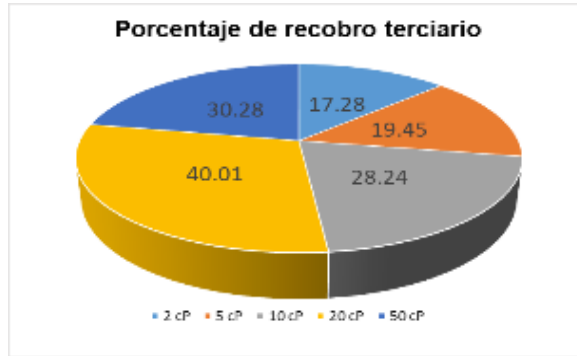


Figura 19. Porcentaje de recobro terciario para cada formulación SP.



Ahora bien, es importante hacer un análisis reflexivo de las TIF obtenidas para las formulaciones de 20 y 50 cP. Es cierto que el menor valor obtenido fue para la fórmula de 20 cP, pero todos los valores (incluyendo las demás formulaciones) están en el mismo orden de magnitud (entre 3×10^{-6} mN/m y 6×10^{-3} mN/m). Este hecho hace pensar que, aunque pudo haber un efecto en la capilaridad del sistema crudo/agua, tal vez no sea tan preponderante para explicar la diferencia de recobro.

En este sentido, cobra mucha importancia la relación de movilidad que se establece en cada uno de los desplazamientos. En los experimentos llevados a cabo en el laboratorio, no fue posible medir la permeabilidad de las formulaciones, puesto que se tiene un único empaque para cada desplazamiento, por lo cual no es posible medir las relaciones de movilidad de cada experimento. Sin embargo, al aumentar la viscosidad de las fórmulas, se asume que la permeabilidad relativa a la fórmula baja continuamente, de manera que la conductividad hidráulica disminuye a medida que se va aumentando la viscosidad del medio. Si se asume que la conductividad hidráulica del aceite es constante (se mantiene la viscosidad y permeabilidad al crudo casi constante en todos los empaques), es posible pensar que la movilidad del polímero frente al aceite es demasiado pequeña, lo cual podría explicar la recuperación menor en el caso de la fórmula más viscosa.

Finalmente, no hay evidencias que demuestren este fenómeno. Por el contrario, en los efluentes se puede verificar que en la solución más viscosa (50 cP), la irrupción del polímero ocurre rápidamente. En consecuencia, a través de esta serie de análisis, se puede afirmar que el fenómeno que aparenta tener más importancia sobre la recuperación de crudo es la elasticidad, la cual puede tener un efecto negativo a partir de cierto grado.

5. CONCLUSIONES

- Se determinó que a menor viscosidad de la fórmula, menor es la cantidad de surfactante medida en los efluentes debido, probablemente a que mientras aumenta la recuperación de aceite, mayor es la concentración de surfactante que forma microemulsión.
- El aumento de la viscosidad de la fórmula debe estar optimizada con la proporción de surfactante adecuada para garantizar la menor TIF, ya que ésta forma parte de las variables más importantes en el proceso.
- El aumento de la concentración de polímero favoreció el comportamiento refluidizante de cada formulación además de darles un carácter viscoelástico. Además, a mayor concentración, el módulo complejo aumenta dando como resultado una mayor elasticidad al fluido.
- La viscoelasticidad juega un papel muy importante en el porcentaje de recobro terciario. El aumento del módulo complejo implica que la formulación empieza a tener un comportamiento viscoelástico que favorece una mejor recuperación de aceite residual, hasta cierto punto donde tiene un efecto adverso.
- La fórmula que recuperó mayor cantidad de aceite irreducible fue la de 20 cP. En esta fórmula existe la mejor sinergia entre la acción del surfactante para bajar la TIF y la acción del polímero para aumentar las fuerzas viscoelásticas de la fórmula.

BIBLIOGRAFÍA

BOGER, D. V. An Introduction to Rheology. *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics* 1989, Vol. 32, Capítulo 3, pp. 37-39 Disponible en: [https://doi.org/10.1016/0377-0257\(89\)85015-3](https://doi.org/10.1016/0377-0257(89)85015-3).

CHANG, H. L., ZHANG, ZQ., WANG, Q. M., XU, Z. S., GUO, Z. D., ZUN, H. Q. y QIAO Q., H. L. Advances in Polymer Flooding and Alkaline/Surfactant/Polymer Processes as Developed and Applied in the People's Republic of China. *Journal of Petroleum Technology*. 2006, 58(02), pp. 84–89. Disponible en <https://doi.org/10.2118/89175-JPT>

FERRY, J. D. Viscoelastic properties of polymer solutions. *Journal of Research of the National Bureau of Standards*, 1948, 41(1), pp. 53–62. Disponible en: <https://doi.org/10.1007/BF01534283>

FLAATEN AK, ZHANG J y NGUYEN QP. Mechanisms of enhanced natural imbibition with novel chemicals. In: Paper SPE 113453 to be presented at the 2008 SPE. Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma. 2008.

FRANCK, A. Understanding rheology of structured fluids. *Book of TA Instruments*. 2004, pp. 1–11, Disponible en: <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Understanding+Rheology+of+Structured+Fluids#2%5Cnhttp://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Understanding+rheology+of+structured+fluids#2>

GUO, H., DOU, M., HANGING, W., WANG, F., YUANYUAN, G., YU, Z., LI, Y.,
Review of Capillary Number in Chemical Enhanced Oil Recovery. SPE Kuwait Oil
and Gas Show and Conference, (Cdc). 2015

HOU, J., LIU, Z., ZHANG, S., YUE, X., y YANG, J. The role of viscoelasticity of
alkali/surfactant/polymer solutions in enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum
Science and Engineering*. 2005, 47(3–4), pp. 219–235. Disponible en
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2005.04.001>

MANDAL, A. Chemical flood enhanced oil recovery: a review. *International Journal
of Oil, Gas and Coal Technology*. 2015, 9(3), 241. Disponible en
<https://doi.org/10.1504/IJOGCT.2015.069001>

MASON, T. T., y WEITZ, D. A. Optical measurements of frequency-dependent linear
viscoelastic moduli of complex fluids. *Physical Review Letters*. 1995, 74(7), pp.
1250–1253. Disponible en: <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.74.1250>

MELROSE, J. C. y BRANDNER, C. F. Role of Capillary Forces In Determining
Microscopic Displacement Efficiency For Oil Recovery By Waterflooding (74-04-05).,
J. Can Petrol. Technol. 1974, 13, pp. 54-59.

OLAJIRE, A. A Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil
recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges. *Energy*.
2014, 77, pp. 963–982. Disponible <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.09.005>

QIAO Q, et al. The pilot test of ASP combination flooding in Karamay oil field. In:
Paper SPE 64726 presented at the 2000 SPE International Oil and Gas Conference
and Exhibition in China, Beijing. 2000, pp. 7-10.

QU Z, ZHANG Y, ZHANG X y DAI JA. Successful ASP (alkaline/surfactant/polymer) flooding pilot in Gudong oil field (SPE-39613). In: Proceedings of 11th SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, USA. 1998, pp.19-22.

RAHIMI, K., HADI, M., SARVESTANI, F., y SHARIFARA, E. Optimum formulation of ASP for injection. 2013 1(46), pp. 162–166.

Recommended Practice: API RP-40. Recommended Practices for Core Analysis.

SALAGER, J. L. Recuperación mejorada del petróleo (Cuaderno FIRP S357-C). Universidad de Los Andes, Escuela de Ingeniería Química, Laboratorio de Formulación, Interfases, Reología y Procesos, Mérida (Venezuela). 2005

SALAGER, J. L. Surfactantes. Laboratorio Firp escuela de Ingeniería Química, Universidad de los Andes Mérida 5101 Venezuela. 2002

SHEN PP, Yu JY. Fundamental research on enhanced oil recovery in large scale. Beijing; Petroleum Industry Publication Company. 2002

SHENG, J. A comprehensive review of alkaline-surfactant-polymer (ASP) flooding. *Bob L. Herd Department of Petroleum Engineering, Texas Tech University, P.O. Box 43111, Lubbock, TX 79409, USA.* 2014.

WAGNER, O. R., y LEACH, R. O. Improving Oil Displacement Efficiency by Wettability Adjustment. *Transactions of the AIME.* 1959. Disponible en <https://doi.org/10.2118/1101-G>

WU, W., DEMIN, W., y HAIFENG, J. (). Effect of the visco-elasticity of displacing fluids on the relationship of capillary number and displacement efficiency in weak oil-

wet cores. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*, 1–5, 2007
Disponibile en: <https://doi.org/10.2118/109228-MS>

YANG, F., WANG, D., YANG, X., SUI, X., CHEN, Q., y ZHANG, L. High concentration polymer flooding is successful. *Society of Petroleum Engineers*. 2004, pp. 1–7. Disponible en <https://doi.org/10.2118/88454-MS>

YERRAMILI, S. S. *Analysis of Polymer Injectivity in Porous Media*. , Delft University of Technology. 2012.

ANEXOS

Anexo A. Características polímero y surfactante empleados

- **Surfactantes**

Los tensoactivos utilizados fueron surfactantes aniónicos, de nombre comercial Petrostep S-13D LA y Petrostep S2 suministrados por la compañía TIORCO. Ambas soluciones madre fueron preparadas en agua destilada al 5% en peso de materia activa de surfactante. La tabla 6 resume las propiedades más importantes de ambos surfactantes.

Tabla 6. Propiedades básicas surfactantes empleados en las formulaciones SP

Surfactante	PETROSTEP S13D LA	PETROSTEP S2
Descripción	Alcohol Alkoxy Sulfate, Sodium Salt (15 - 25%)	Internal Olefin Sulfonate (20 - 30%), Internal Olefin (< 3%)
Lote	1054.016A	1054.016B
% Materia Activa	10.01% Active	10.01% Active
Densidad (g/mL)	1.0051 (23.0 °C)	1.0108 (23.1 °C)
Índice de refracción	1.3470 (25.7 °C)	1.3478 (25.8 °C)
pH	11.13 (21.4 °C)	11.93 (21.5 °C)
Conductividad	5.55 mS/cm	14.98 S/cm

- **Polímero**

El polímero empleado en las formulaciones SP y sus respectivos polymer drive fue la poliacrilamida aniónica regular FLOPAAM 3330S de la compañías SNF Floerger, que hace parte de las poliacrilamidas estándar de la serie S (sólido) utilizadas en el recobro mejorado.

El FP 3330s tiene mejor estabilidad térmica que antes (90°C) debido a la adición de agentes anti oxidantes durante el proceso de manufactura. Para temperaturas más altas como 120°C se requiere el uso de copolímeros sulfonados de acrilamida y sales de sodio del ácido acrilamidopropil sulfonato. También presenta mejor estabilidad a iones divalentes tales como Ca^{2+} y Mg^{2+} presentes en las salmueras más fuertes o en el agua de mar.

La tabla 7 resume otras características importantes del Flopaam 3330s

Tabla 7. Propiedades básicas del polímero Flopaam 3330s

FLOPAAM 3330s	
Peso molecular [millones de Dalton]	8
Humedad [%]	9.52
Grado de hidrólisis [% molar]	25-30

Anexo B. Preparación de soluciones madre

B.1 Preparación agua de inyección (PIA)

Para preparar 1 L de solución de agua PIA 1.57% TDS se siguió el siguiente procedimiento:

1. Pesar en la balanza las siguientes cantidades

Reactivo	Cantidad [g]
NaCl	13.2
CaCl ₂	2.5

2. Completar el volumen con agua destilada y diluir hasta que se forme una solución completamente homogénea.

B.2 Preparación soluciones madre de surfactante

Los surfactantes Petrostep S13D y Petrostep S2 se diluyeron desde una concentración del 10% de materia activa para preparar dos soluciones madre de 20 mL al del 5% de concentración.

$$C_1V_1 = C_2V_2$$

$$V_{\text{surfactante}} = \frac{5\% * 20 \text{ mL}}{10\%} = 10 \text{ mL}$$

B.3 Preparación solución madre de polímero

Para preparar 300 mL de solución polimérica de Flopaam 3330s de concentración 5000 ppm se siguió el siguiente procedimiento:

1. Teniendo en cuenta que el porcentaje de pureza de la muestra de polímero es del 90.48% y que la densidad del agua a 25°C es 1 g/mL, se calculó la masa de polímero requerida con esa humedad.

Si una concentración del 1% equivale a 10000 ppm entonces 90.48% corresponde a 904,768 ppm.

$$m_{\text{polímero}} = \frac{5000 \text{ ppm} * 300 \text{ g}}{904768 \text{ ppm}} = 1.66 \text{ g}$$

$$m_{\text{agua}} = 298.34 \text{ mL}$$

2. Pesar la masa calculada de polímero en un vidrio reloj.
3. Agregar el volumen calculado de agua en un vaso precipitado.
4. Colocar en agitación a 270 rpm hasta que se forme un vórtice en el centro de la solución.
5. Agregar cuidadosamente el polímero por el hombro de la solución golpeando cuidadosamente el vidrio reloj donde se encuentra la muestra.
6. Una vez agregada la muestra, subir la agitación hasta 350 rpm durante 10 min y luego ajustar hasta 200 rpm.
7. Tapar cuidadosamente la solución con vinipel y dejar en agitación durante 24 horas.

B.4 Preparación de la curva patrón de viscosidad en función de la concentración de polímero

Se prepararon cuatro soluciones de referencia de 20 mL, con el fin de determinar las viscosidades de cada formulación a trabajar con su respectiva concentración de polímero en solución. La tabla 8 resume las cantidades necesarias para preparar cada solución.

Ejemplo del cálculo para la solución de 200 ppm

$$V_{\text{requerido solución madre polímero}} = \frac{200 \text{ ppm} * 20 \text{ mL}}{5000 \text{ ppm}} = 0.8 \text{ mL}$$

Tabla 8. Cantidades a emplear para la preparación de las soluciones de referencia.

Concentración solución [ppm]	Solución madre polímero [mL]	PIA X2 [mL]	Agua destilada [mL]
200	0.8	10	9.2
500	2	10	8
1000	4	10	6
2000	8	10	2
TOTAL	14.2	40	25.2

La viscosidad de las soluciones se midió en el viscosímetro Brookfield a una temperatura de 23 °C. Los valores de viscosidad registrados a una tasa de corte de 7.33 s⁻¹ se muestran en la tabla 9.

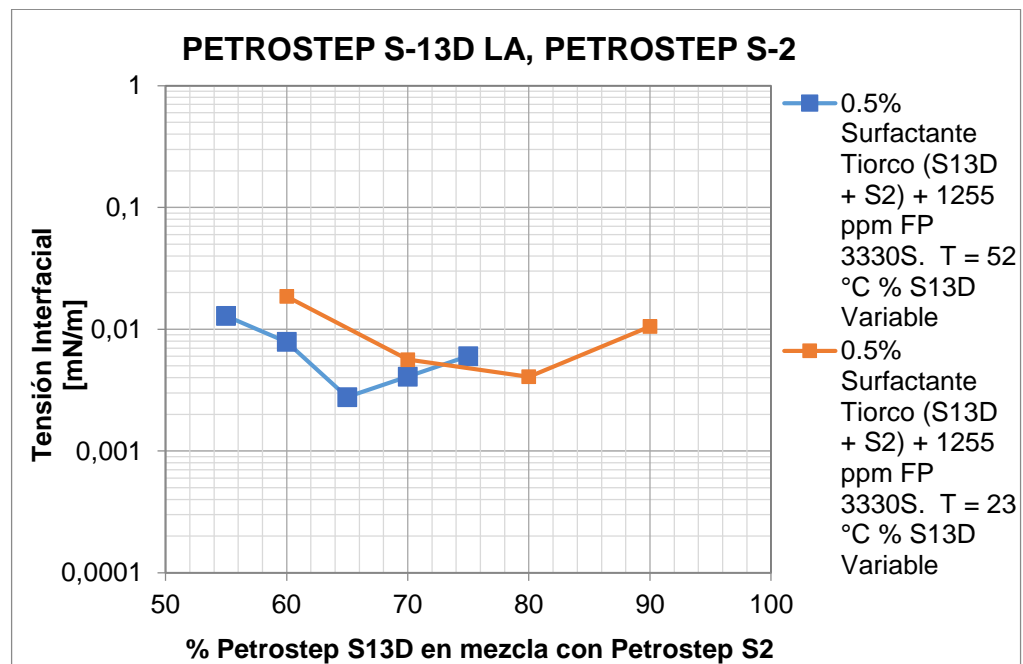
Tabla 9. Viscosidades medidas para cada solución de referencia.

Concentración solución [ppm]	Viscosidad [cP]
200	1.8
500	3.6
1000	7.1
2000	20.6

Anexo C. Cálculo de la tensión interfacial

La temperatura promedio de un yacimiento en un campo petrolero es de 52°C. Teniendo en cuenta que las mediciones de tensión interfacial se hicieron a 23°C en el tensiómetro de gota giratoria, se compararon los valores de la formulación preparada a una concentración de polímero de 1255 ppm (figura 20) con una formulación de igual concentración utilizada en un estudio previo realizado por el laboratorio de Química de Producción de ICP.

Figura 20. Tensiones interfaciales a diferentes temperaturas para dos formulaciones iguales de 1255 ppm



Los anteriores resultados demuestran que no hay una gran diferencia entre las TIF medidas a esas dos temperaturas dado que ambos valores se encuentran en el mismo orden de magnitud.

Cálculo de la tensión interfacial

Para el cálculo de la tensión interfacial de las formulaciones planteadas en la metodología 2.3.1 se prepararon veinte muestras de 3 mL. La tabla 10 muestra las cantidades correspondientes a cada formulación SP y la tabla 11 resume las cantidades de cada surfactante en mezcla para cada proporción seleccionada.

Tabla 10. Muestras de cada formulación a diferentes proporciones de mezcla de surfactante.

Formulación	Concentración polímero [ppm]	S13D [%]	Polímero 5000 ppm [mL]	PIA X2 [mL]	Mezcla surfactante [mL]	H ₂ O [mL]
2 cP	250	60	0.15	1.5	0.3	1.05
	250	70	0.15	1.5	0.3	1.05
	250	80	0.15	1.5	0.3	1.05
	250	90	0.15	1.5	0.3	1.05
5 cP	735	60	0.44	1.5	0.3	0.76
	735	70	0.44	1.5	0.3	0.76
	735	80	0.44	1.5	0.3	0.76
	735	90	0.44	1.5	0.3	0.76
10 cP	1255	60	0.75	1.5	0.3	0.45
	1255	70	0.75	1.5	0.3	0.45
	1255	80	0.75	1.5	0.3	0.45
	1255	90	0.75	1.5	0.3	0.45
20 cP	1970	60	1.18	1.5	0.3	0.02
	1970	70	1.18	1.5	0.3	0.02
	1970	80	1.18	1.5	0.3	0.02
	1970	90	1.18	1.5	0.3	0.02
50 cP	3360	60	2.02	0.3	0.3	0.38
	3360	70	2.02	0.3	0.3	0.38
	3360	80	2.02	0.3	0.3	0.38
	3360	90	2.02	0.3	0.3	0.38

Tabla 11. Cantidades necesarias de cada surfactante para la mezcla en cada muestra.

	Volumen [mL]	PS13D [mL]	PS2 [mL]
Mezcla 60% S13D	3	1.2	0.8
Mezcla 70% S13D	3	1.4	0.6
Mezcla 80% S13D	3	1.6	0.4
Mezcla 90% S13D	3	1.8	0.2

En la tabla 12 se observa la matriz experimental para las formulaciones SP a preparar junto con su respectivo volumen de cada surfactante (Tabla 13).

Tabla 12. Cantidades necesarias de reactivo para cada formulación SP.

Fórmula SP [cP]	Concentración polímero [ppm]	S13D [%]	PIA X2 [mL]	Mezcla surfactante [mL]	Polímero 5000 ppm [mL]	PIA X10 [mL]	H ₂ O [mL]
2	250	85	25	5	2.5	-	17.5
5	735	82	25	5	7.375	-	12.625
10	1255	78	25	5	12.5	-	7.5
20	1960	75	-	5	19.625	5	20.375
50	3360	72	-	5	33.625	5	6.375

Tabla 13. Cantidades necesarias de cada surfactante para cada formulación SP.

Fórmula [cP]	S13D [%]	Volumen [mL]	PS13D [mL]	PS2 [mL]
2	85	5	4.25	0.75
5	82	5	4.1	0.9
10	78	5	3.9	1.1
20	75	5	3.75	1.25
50	72	5	3.6	1.4

Anexo D. Procedimiento de construcción de los medios porosos (empaques de arena/caolín).

Materiales (ver figura 21):

- Arena de referencia Ottawa malla 80/100
 - Caolín
 - Soldadura PVC
 - Espátula, balanza
 - Vaso de precipitado plástico
 - Conectores Swagelok
 - Resina epoxi,
 - Adaptadores macho de PVC
 - Tubos de plexiglás
 - Mallas 120-140
 - Empaques de caucho (O- ring)
-
- Procedimiento

1. Construcción del contenedor de la mezcla arena/caolín.

El contenedor del empaque de arena consistió en un tubo plexiglás, cuya longitud es de 30 cm y diámetro interno de 3/4 in. Con la ayuda de un taladro, los adaptadores macho fueron perforados en sus extremos. Estas perforaciones fueron acondicionadas para asegurar que los conectores Swagelok de 1/8 de pulgada, ubicados en los mismos, pudieran roscarse. Luego de esto, la parte inferior de los adaptadores fue rellena con resina epoxi, de tal forma que el espacio poroso corresponda solamente a la parte de los tubos.

El tubo central fue ajustado con soldadura PVC a los dos adaptadores de los extremos. Se colocaron mallas y un empaque de caucho en la parte inferior de los adaptadores, para evitar desplazamiento (migración) de finos y fugas, respectivamente. Finalmente, se acopló el adaptador inferior con la parte central del empaque.



Figura 21. Materiales necesarios para la construcción de los empaques de arena.

2. Preparación del medio poroso (mezcla arena/caolín).

El medio poroso consistió en una mezcla de arena Ottawa malla 80/100 y caolín al 4%. Luego de medir la masa de arena y arcilla, la mezcla se homogeneizó en un vaso de precipitado de plástico, tal como se ilustra en la figura 22:

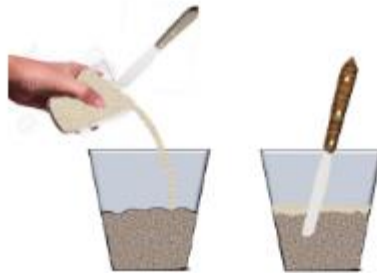


Figura 22. Preparación del medio poroso.

3. Empaquetamiento del medio poroso (mezcla arena/caolín).

El contenedor de la arena se ubicó en forma vertical, con el extremo superior abierto. Con la ayuda de un embudo, se transfirió lentamente la mezcla arena/caolín, asegurándose de compactarla constantemente. Finalmente, se selló el empaque en la parte superior, con el adaptador previamente ensamblado como se muestra en la figura 23 y se verificó la hermeticidad del mismo con aire comprimido.



Figura 23. Empaquetamiento del medio poroso.

Anexo E. Métodos de caracterización de efluentes (Curvas de calibración)

E.1. Concentración de polímero

- Materiales y equipos
 - ✓ Frascos schott de 250 mL.
 - ✓ Celdas cilíndricas de vidrio para muestras marcada con 25 mL.
 - ✓ Espectrofotómetro Hach (2100 ó 2500) con capacidad de medición en la región visible. Micro pipetas de diversas capacidades.

- Reactivos
 - ✓ Poliacrilamida Hidrolizada (HPAM).
 - ✓ Ácido acético glacial.
 - ✓ Hipoclorito de sodio, a una concentración aproximada del 5%.
 - ✓ Agua destilada.

- Preparación de reactivo

El reactivo está compuesto por: 6% ácido acético, 20% hipoclorito de sodio y 74% agua destilada.

- Procedimiento
 1. Tomar 5 mL de la muestra de concentración desconocida.
 2. Agregar 4.5 mL de reactivo y esperar 5 minutos.
 3. Transcurridos los 5 minutos agitar 10 veces suavemente y esperar 3 minutos.
 4. Transcurridos los 3 minutos medir la absorbancia de la muestra.
 5. Si la muestra supera los 600 ppm quedaría fuera de rango de medición por tal razón se debe realizar la dilución de la muestra y realizar la medida nuevamente como se mencionó anteriormente.

Para la construcción de la curva de calibración de poliacrilamida, se utilizaron cinco concentraciones de poliacrilamida de 10, 50, 100, 200 y 300 ppm. Los resultados de medición de absorbancia se muestran en la tabla 14:

Tabla 14. Valores de referencia para la curva de calibración de concentración de polímero.

Concentración de poliacrilamida [ppm]	Absorbancia
0	0.002
10	0.007
50	0.162
100	0.38
200	0.785
300	1.158

Con base en los datos anteriores se procede a construir la curva de calibración mostrada en la figura 24:

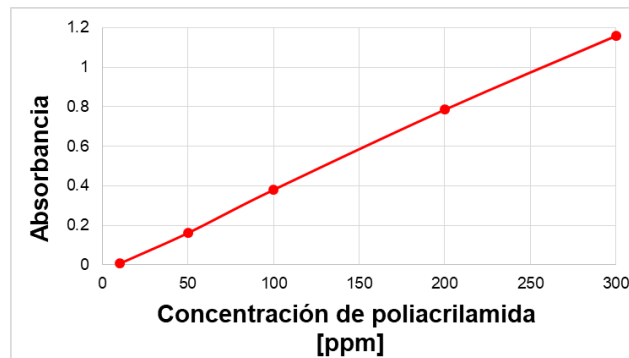


Figura 24. Curva de calibración para la medición de concentración de polímero.

Donde la ecuación mostrada por el equipo fue

$$C = 4.778 + 253.14 * A \quad R^2 = 0.9989$$

E.2. Procedimiento para determinar la concentración de surfactante por el método de sustancias activas al azul de metileno.

- Materiales y equipos
 - ✓ Frascos de vidrio de cierre hermético de 25 mL.
 - ✓ Espectrofotómetro Hach (2100 ó 2500) con capacidad de medición en la región visible.
 - ✓ Micro pipetas de diversas capacidades.
 - ✓ Balones aforados de 50, 100, 200, 500 y 1000 mL.

- Reactivos
 - ✓ Solución de fenolftaleína.
 - ✓ Solución de hidróxido de sodio 1N.
 - ✓ Ácido sulfúrico 6N.
 - ✓ Agua destilada.
 - ✓ Cloroformo.
 - ✓ Solución de azul de metileno.
 - ✓ Solución de lavado: solución de ácido sulfúrico y fosfato de sodio monobásico mono hidratado.

- Procedimiento
 1. Tomar 25 mL de la muestra a la cual se le quiere medir la concentración. Si la concentración de la muestra está por encima de 2 ppm, diluir en tantos pasos como sean necesarios en balones aforados de 50 o 100 mL hasta obtener al menos 50 mL en una concentración entre 0,4 y 2,0 ppm.
 2. Adicionar 1 gota de fenolftaleína, para comprobar que se tiene un medio alcalino (donde la fenolftaleína se torna de color rosado). Si la muestra no se torna de color rosado, agregar 1 o 2 gotas de hidróxido de sodio 1 N, para aumentar el pH y garantizar el medio básico para que actué la fenolftaleína.

3. Adicionar ácido sulfúrico 1 N, gota a gota, hasta neutralizar o acidificar la fenolftaleína, lo cual ocurre cuando la solución se torna transparente.
4. Adicionar 7 mL de solución de azul de metileno y 15 mL de cloroformo.
5. Agitar vigorosamente 30 segundos y dejar que las fases se separen (al menos 2 minutos), para permitir que la fase orgánica (cloroformo) arrastre las moléculas de surfactante hasta el fondo del recipiente (la fase agua queda en la parte superior). El punto de equivalencia de la titulación se indica por un cambio de color de la solución indicadora en la fase orgánica de rosado a azul, y corresponde a la concentración de surfactante bajo análisis.
6. Extraer y descartar la fase acuosa (capa superior).
7. Adicionar al cloroformo, 25 mL de solución de lavado y agitar vigorosamente durante 30 segundos. Permitir que se separen las dos fases (al menos 2 minutos).
8. Extraer el cloroformo que contiene al surfactante (capa inferior) con la ayuda de una micropipeta, evitando succionar gotas de la fase acuosa.
9. Determinar la absorbancia al cloroformo a una longitud de onda de 652 nm, usando como blanco el cloroformo puro. Esta magnitud es un indicativo de la concentración de surfactante en la muestra. Finalmente, multiplicar por el factor de dilución usado.

Previo a este procedimiento de medición, se debe realizar una curva patrón de absorbancia vs ppm de surfactante en el espectrofotómetro, siguiendo los mismos pasos presentados, con la diferencia que se utilizan muestras estándar, es decir, a las cuales ya se les conoce la concentración de surfactante.

Para la construcción de la curva de calibración del surfactante empleado en este estudio, se prepararon cinco soluciones conteniendo 0.4, 0.8, 1.2, 1.6 y 2 ppm de surfactante. Los resultados de medición de absorbancia se muestran en la tabla 15:

Tabla 15. Valores de referencia para la curva de calibración de concentración de surfactante.

Concentración de surfactante [ppm]	Absorbancia
0.4	0.288
0.8	0.538
1.2	0.665
1.6	0.798
2	0.941

Posteriormente se procede a construir la curva de calibración mostrada en la figura 25:

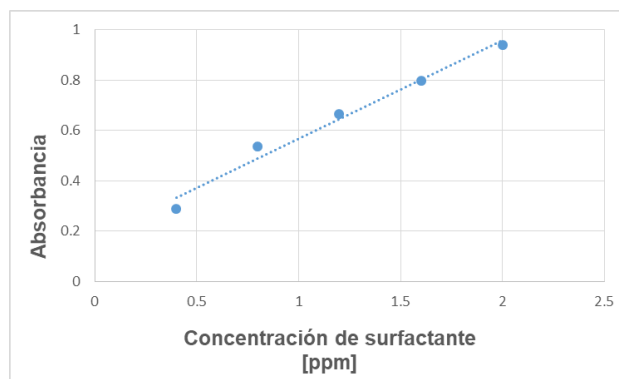


Figura 25. Curva de calibración para la medición de concentración de surfactante.

Donde la ecuación mostrada por el equipo fue

$$C = 0.1762 + 0.3915 * A \quad R^2 = 0.9797$$

Anexo F. Cálculo de parámetros durante las eficiencias de desplazamiento

- **Volumen poroso:** El volumen poroso de cada empaque de arena fue calculado teniendo en cuenta la diferencia de peso antes y después de la saturación inicial con crudo

$$V_p = \frac{M_{Sat} - M_{Sin\ sat}}{\rho}$$

Donde V_p = Volumen poroso (cm^3), M_{Sat} = Peso del medio poroso saturado con crudo (g), $M_{Sin\ sat}$ = Peso del medio poroso sin saturar (g), ρ = Densidad del crudo (0.89 g/mL aprox.)

- **Volumen total:** El volumen total fue calculado a partir del diámetro y la longitud del medio poroso usando la fórmula para el volumen de un cilindro

$$V_T = \frac{\pi}{4} D^2 L$$

Donde V_T = Volumen total del medio poroso (cm^3), D = Diámetro del medio poroso (cm), L = Longitud del medio poroso (cm).

- **Porosidad:** La porosidad fue calculada dividiendo el volumen poroso entre el volumen total del medio poroso:

$$\Phi = \frac{V_p}{V_T}$$

Donde Φ = Porosidad, V_p = Volumen poroso (cm^3), V_T = Volumen total (cm^3)

- **Permeabilidad:** Para una sola fase, flujo horizontal y estado estacionario la Ley de Darcy puede enunciarse con la ecuación:

$$k = \frac{C_2 \mu \times Q \times L}{C_1 \Delta P \times A}$$

Donde, Q = Razón de flujo (cm^3/s), ΔP = Diferencial de presión (psi), A = Área (cm^2), μ = Viscosidad del crudo (cP), L = Longitud (cm), k = Permeabilidad (mD), $C_1 = 0.068046$ y $C_2 = 1000$, constantes de proporcionalidad para hacer la ecuación dimensionalmente consistente según la Norma API RP4039.

- **Saturación de crudo residual después de inyectar salmuera sintética:** La saturación de crudo residual fue calculada a través de un balance de materia durante la inyección de salmuera sintética. Cuando el empaque de arena se encontraba saturado con crudo, se inició la inyección de salmuera sintética y se midió el volumen de crudo producido durante esta inyección hasta que sólo se produjo salmuera.

$$S_{orw} = \frac{V_{oi} - V_{od}}{V_p}$$

Donde, S_{orw} = Saturación de crudo residual después de inyectar salmuera sintética, V_{oi} = Volumen de crudo al inicio de la inyección de salmuera sintética (mL), V_{od} = Volumen de crudo desplazado durante la inyección de salmuera sintética (mL), V_p = Volumen poroso (cm^3)

- **Volumen de crudo residual después de la inyección de la formulación:** Este volumen corresponde al volumen que quedó en el empaque de arena una vez terminado el desplazamiento (es decir, corresponde al volumen de crudo no recuperado).

$$V_{roc} = \left(V_{row} - \frac{\% TOR}{100} \right) \times V_{row}$$

Donde V_{roc} = Volumen de crudo residual después de la inyección de la formulación (mL), V_{row} = Volumen de crudo residual después de la inyección de salmuera sintética (mL)

$$V_{row} = V_{oi} - V_{od}$$

V_{oi} = Volumen de crudo al inicio de la inyección de salmuera sintética, (mL), igual al volumen de agua desplazada durante la inyección de crudo (V_{wp}), V_{od} = Volumen de crudo desplazado durante la inyección de salmuera sintética (mL)

- **Saturación de crudo residual después de la inyección de la formulación**

$$S_{orc} = \frac{V_{roc}}{V_p}$$

Donde S_{orc} = Saturación de crudo residual después de la inyección de la formulación, V_{roc} = Volumen de crudo residual después de la inyección de la formulación (mL), V_p = Volumen poroso (cm³)

- **Porcentaje de recobro terciario**

$$\% TOR = \frac{\sum_{i=1} V_{opi}}{V_{oi} - V_{op}} \times 100$$

Donde $\% TOR$ = Porcentaje de recobro terciario de crudo (%), V_{opi} = Volumen de crudo producido en el tubo "i" (mL), V_{oi} = Volumen de crudo al inicio de la

inyección de salmuera sintética (mL), igual al volumen de agua producida durante la inyección de crudo (V_{wp}). El porcentaje de recobro terciario también puede ser calculado mediante la expresión:

$$V_{roc} = \left(\frac{S_{orw} - S_{orc}}{S_{orw}} \right) \times 100$$

Anexo G. Ley de potencias para las formulaciones a inyectar

Para fluidos no newtonianos, como es el caso de los reofluidizantes y reoespesantes, la ecuación que describe su comportamiento es el modelo de ley de potencia, expresado por la siguiente ecuación:

$$\tau = k\dot{\gamma}^n$$

Donde k y n son constantes. Cuando $n < 1$ este modelo corresponde a fluidos adelgazantes (reofluidizantes), mientras que si $n > 1$ este modelo se refiere a los fluidos dilatantes (reoespesantes). El comportamiento en flujo de fluidos como las soluciones poliméricas, algunas pinturas, suspensiones y polímeros fundidos puede ser representado por este modelo, por ello es muy útil en la industria ya que se emplea para modificar las variables de procesamiento.

Al sustituir el modelo de ley de potencia en la definición de viscosidad, se obtiene que ésta depende explícitamente de la rapidez de deformación de la manera siguiente:

$$\eta = k\dot{\gamma}^{n-1}$$

Las figuras 26,27 y 28 presentan la variación del esfuerzo cortante en función de la velocidad de deformación para cada formulación SP:

- 2 cP

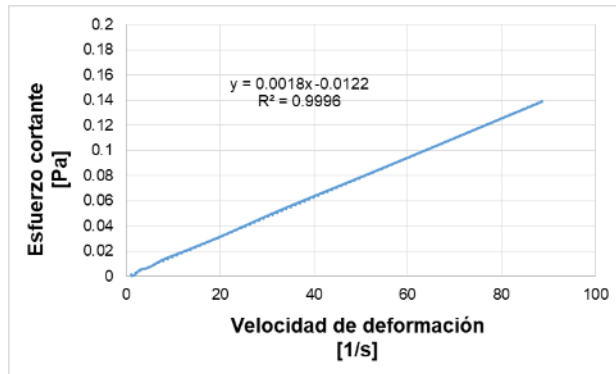


Figura 26. Reograma para la formulación SP de 2 cP

- 5 cP

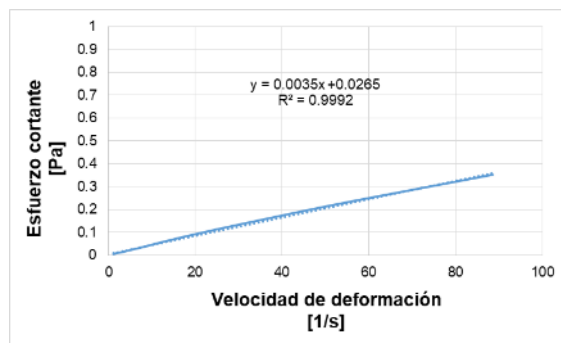


Figura 27. Reograma para la formulación SP de 5 cP.

- 10 cP

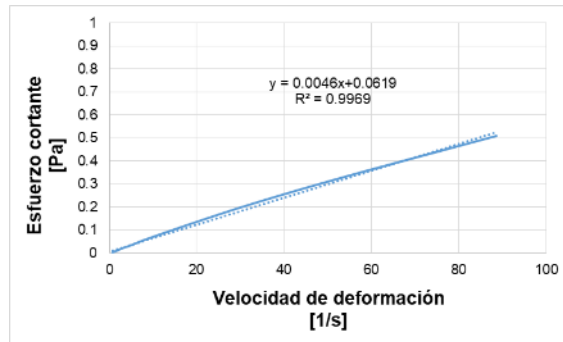


Figura 28. Reograma para la formulación SP de 10 cP.

Para el caso de los fluidos no Newtonianos (formulaciones de 20 y 50 cP) se graficó el logaritmo de la viscosidad en función del logaritmo de la velocidad de deformación con el fin de encontrar el rango en el que es aplicable la ley de potencias (figuras 29 y 30).

- 20 cP

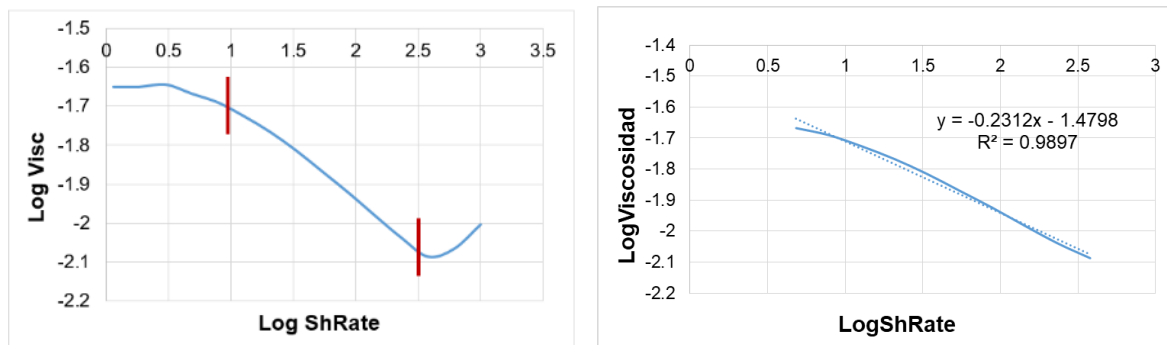


Figura 29. Rango de aplicabilidad de la ley de potencias para la formulación de 20 cP

Donde

$$\text{Log}(\eta) = (n - 1) * \text{Log}(\dot{\gamma})$$

$$n - 1 = -0.2312$$

$$n = 0.77$$

- 50 cP

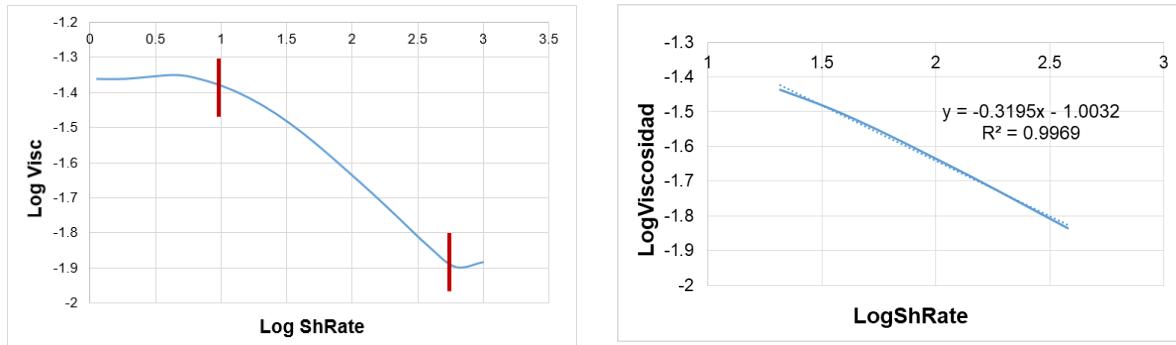


Figura 30. Rango de aplicabilidad de la ley de potencias para la formulación de 50 cP

Donde

$$\text{Log}(\eta) = (n - 1) * \text{Log}(\dot{\gamma})$$

$$n - 1 = -0.3195$$

$$n = 0.68$$

Finalmente, haciendo uso de las anteriores gráficas, se calcularon los parámetros reológicos de cada formulación SP, donde la pendiente de cada recta corresponde al índice de consistencia y el valor de n se despejó a una velocidad de deformación de 379 s^{-1} con su respectivo esfuerzo cortante.

A continuación se presenta el ejemplo del cálculo para la formulación de 2 cP:

Si $y = 0.0018x - 0.0122$ donde $k = 0.0018$, se tiene que:

$$\frac{0.702 + 0.0122}{0.0018} = 379^n$$
$$n = 1.007$$

Como $n=1$, el fluido es Newtoniano. Los resultados para cada formulación se resumen en la tabla 4.

Anexo H. Recuperación de aceite residual para cada desplazamiento

A continuación, la tabla 16 muestra algunos datos importantes del recobro de aceite residual para cada desplazamiento.

Tabla 16. Datos de recobro terciario para cada desplazamiento.

Desplazamiento	Volumen poroso [mL]	Volumen de recobro secundario [mL]	Volumen de aceite a recuperar [mL]	Volumen de aceite acumulado [mL]	Recobro terciario [%]
2 cP	40.28	13	29.09	5.03	17.28
5 cP	44.01	14	30.01	5.838	19.45
10 cP	40.35	12	28.35	8.175	28.24
20 cP	40.04	14	26.04	10.42	40.01
50 cP	41.7	13	28.72	8.696	30.28

En las siguientes gráficas se observan los recobros obtenidos para cada formulación en función de los volúmenes porosos inyectados junto con los viales recolectados.

- **Desplazamiento de 2 cP**

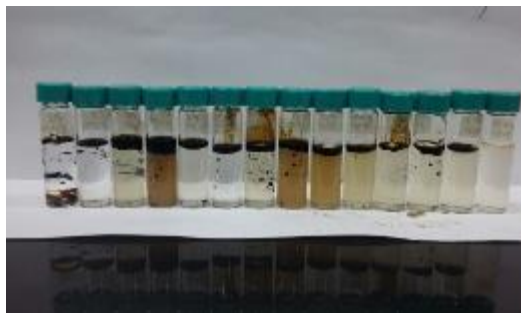


Figura 31. Muestras recolectadas para el desplazamiento de 2 cP.

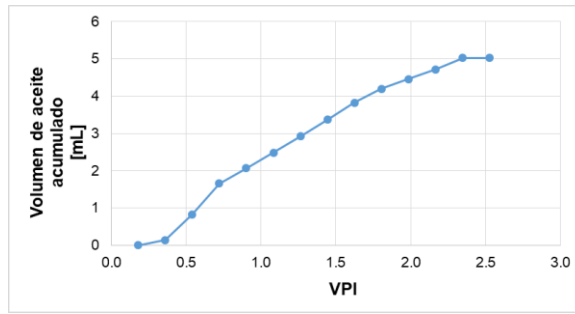


Figura 32. Volumen de aceite recuperado con la formulación de 2 cP.

- **Desplazamiento 5 cP**



Figura 33. Muestras recolectadas para el desplazamiento de 5 cP.

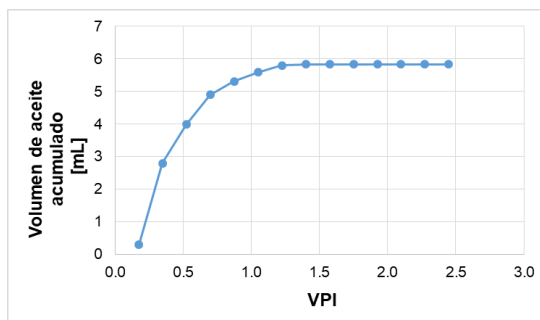


Figura 34. Volumen de aceite recuperado con la formulación de 5 cP.

- Desplazamiento 10 cP



Figura 35. Muestras recolectadas para el desplazamiento de 10 cP

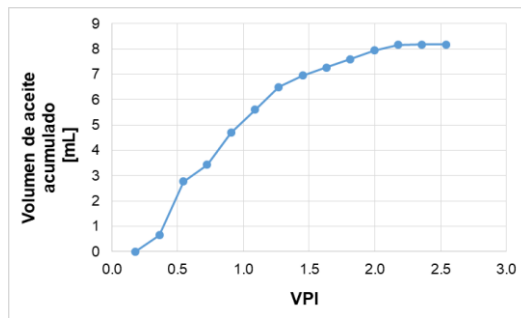


Figura 36. Volumen de aceite recuperado con la formulación de 10 cP

- Desplazamiento 20 cP

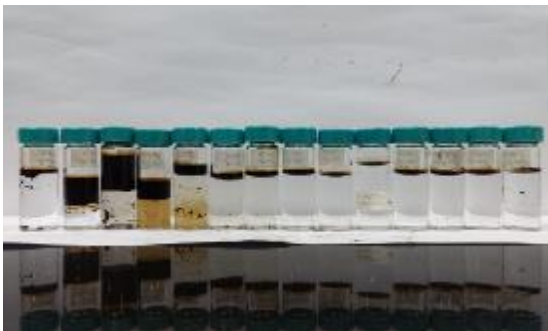


Figura 37. Muestras recolectadas para el desplazamiento de 20 cP.

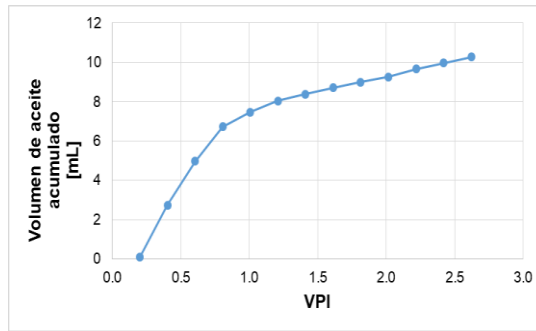


Figura 38. Volumen de aceite recuperado con la formulación de 20 cP.

- **Desplazamiento 50 cP**



Figura 39. Muestras recolectadas para el desplazamiento de 50 cP.

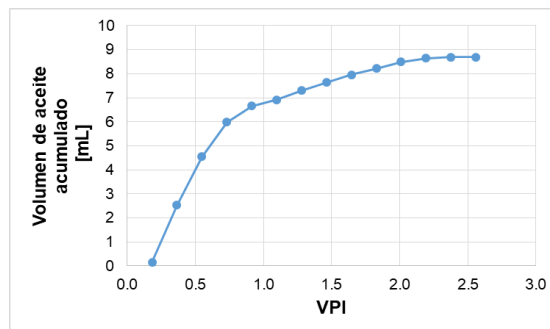


Figura 40. Volumen de aceite recuperado con la formulación de 50 cP.