

EVALUACIÓN DEL EFECTO DE DIVERSOS PREFLUJOS EN LA EFICIENCIA
DE UNA FÓRMULA SP DESARROLLADA EN EL INSTITUTO COLOMBIANO DE
PETRÓLEO

MARÍA CAMILA ARGÜELLO VILLARREAL
JAIRO FABIÁN PINZÓN SOCHA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA
AÑO 2018

EVALUACIÓN DEL EFECTO DE DIVERSOS PREFLUJOS EN LA EFICIENCIA
DE UNA FÓRMULA SP DESARROLLADA EN EL INSTITUTO COLOMBIANO DE
PETRÓLEO

MARÍA CAMILA ARGÜELLO VILLARREAL
JAIRO FABIÁN PINZÓN SOCHA

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO QUÍMICO

DIRECTOR

RONALD ALFONSO MERCADO OJEDA
Ph.D. INGENIERÍA QUÍMICA

CODIRECTOR

MIGUEL RONDÓN ANTÓN
Ph.D. INGENIERÍA QUÍMICA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA
AÑO 2018

DEDICATORIA

A Dios, por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy, haberme brindado salud y las fuerzas necesarias para no sucumbir ante los problemas y poder llegar hasta este punto.

A mis padres por ser el pilar fundamental en todo lo que soy, por brindarme su apoyo en todo momento, por sus consejos, su paciencia, sus valores, sus enseñanzas que me han permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor.

A mi hermana Lizeth Yulliana Pinzón por estar conmigo, por aconsejarme, quererme, cuidarme y apoyarme siempre, gracias.

A mis sobrinas Valeri y Valentina porque me motivan a lograr mis metas y poder ser un ejemplo a seguir.

A Camila Argüello Villarreal por acompañarme en este proceso, por brindarme su compañía, sus consejos, su apoyo incondicional.

A mis amigos, Nilson Snaider Amezquita, Yojan Steven Castellanos, Luis Alfredo Sánchez, Lina Julieth Caro, Dámaris Rojas, Aldemar López Velandia, por estar conmigo en los buenos y malos momentos.

Jairo Fabián Pinzón Socha.

DEDICATORIA

A Dios por ser mi mayor fortaleza, por mi familia, por la salud, por la vida, por no dejarme desfallecer en los momentos difíciles, por iluminarme, por darme sabiduría y por su infinita bondad.

A mis padres Javier Argüello y Olga Lucía Villarreal, por regalarme la vida y enseñarme a ser fuerte. Son mi motor y mi fuerza para querer salir adelante. Infinitas gracias por todas las cosas buenas que me han regalado, por sus consejos, su amor, su apoyo incondicional y sobre todo porque gracias a ustedes soy mejor persona. Los amo demasiado.

A mis hermanos Javier Andrés y David Felipe, que a pesar de nuestras diferencias me alegran la vida. Los adoro.

A mis abuelos Salomón Villarreal, Hipólita Villarreal, Hernán Rangel y Virginia Argüello por sus sabios consejos.

A Jairo Fabián Pinzón por tenerme paciencia y apoyarme cuando lo he necesitado.

A mis amigos Karol Mejía, Andrea Villarreal, Dayana Marcela Gutierrez, Carlos Felipe Barajas, Jhon Vargas, Edna Camargo, Daniela Villarreal, Natalia Naranjo, Laura Parra, Wilmer Quintero, Oscar Gómez y Maritza Pinzón, por su apoyo y su amistad verdadera.

Aquellas personas que siempre han formado parte de mi vida, que se han detenido un momento para darme consejos y apoyarme cuando lo he necesitado. Gracias.

María Camila Argüello Villarreal.

AGRADECIMIENTOS

A los Doctores en ingeniería Química Ronald Alfonso Mercado y Miguel Rondón Antón por su invaluable disposición, acompañamiento y asistencia para el desarrollo de este proyecto de grado; por orientarnos en el proceso de Investigación y brindarnos su amistad y apoyo incondicional.

Al ingeniero Jhon Harvey Carreño Hernández, por su exigencia y confianza; por su ayuda, orientación y apoyo para hacer amena esta tarea.

A Diana Carolina Castañeda por su acompañamiento, apoyo y orientación durante la realización de este proyecto.

Al Instituto Colombiano del Petróleo, y en especial a M.Sc. Álvaro Villar, por su disposición para que pudiéramos llevar a feliz término esta tesis.

Al grupo de investigación FIRST, por darnos la oportunidad de desarrollarnos en el ámbito personal y académico durante estos años; y a cada uno de sus integrantes, por los conocimientos brindados.

A la Escuela de Ingeniería Química, y a todo su personal docente, por brindarnos las herramientas para formarnos como profesionales íntegros.

A la Universidad Industrial de Santander, por brindarnos las herramientas necesarias para poder crecer personal y profesionalmente.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	21
1. OBJETIVOS	23
1.1. OBJETIVO GENERAL	23
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	23
2. MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE	24
2.1. TIPOS DE RECUPERACIÓN DEL PETRÓLEO	24
2.1.1. RECUPERACIÓN PRIMARIA.	24
2.1.2. RECUPERACIÓN SECUNDARIA.	24
2.1.3. RECUPERACIÓN TERCIAIA	24
2.1.3.1. Recobro químico.....	25
2.1.3.2. Número Capilar.....	26
2.2. TENSIÓN INTERFACIAL	27
2.3. MOJABILIDAD	27
2.4. POROSIDAD	28
2.5. PERMEABILIDAD	28
2.6. PREFLUJO	29
2.6.1. SURFACTANTE	29
2.6.1.1. Surfactante aniónico	29
2.6.1.2. Surfactante no iónico.	30
2.6.2. ÁLCALI	30
2.6.3. POLÍMERO	30
2.7. ESTADO DEL ARTE	31

3. METODOLOGÍA Y DESARROLLO EXPERIMENTAL	33
3.1 MATERIALES	33
3.1.1 PREFLUJOS Y FÓRMULA.....	33
3.1.1.1. Preflujo # 1: Álcali.	34
3.1.1.2. Preflujo # 2: Polímero.....	34
3.1.1.3. Preflujo # 3. Surfactante aniónico.	35
3.1.1.4. Preflujo # 4. Surfactante no iónico.	36
3.1.1.5. Fórmula.....	37
3.1.1.6. Polymer drive.	37
3.1.1.7. Salmuera sintética.	37
3.1.2 SANDPACK.	38
3.1.3 SISTEMA DE INYECCIÓN.	38
3.2 MONTAJE EXPERIMENTAL.....	38
3.3 PROTOCOLO EXPERIMENTAL.....	39
3.3.1. FABRICACIÓN Y EMPAQUETAMIENTO DEL MEDIO POROSO.	39
3.3.2. SATURACIÓN DEL EMPAQUE DE ARENA CON CRUDO Y DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA.	40
3.3.3. DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN POROSO Y POROSIDAD MEDIANTE MÉTODO GRAVIMÉTRICO.	41
3.3.4. INYECCIÓN DE SALMUERA HASTA SATURACIÓN DE CRUDO RESIDUAL (S _{OR}).	41
3.3.5. INYECCIÓN DEL PREFLUJO A UTILIZAR PREVIAMENTE SELECCIONADO.	42
3.3.6. INYECCIÓN DE LA FORMULACIÓN SP.	42
3.3.7. INYECCIÓN DE LA SOLUCIÓN POLIMÉRICA DE EMPUJE (POLYMER DRIVE).	43
3.3.8. INYECCIÓN DE LA SALMUERA SINTÉTICA (CHASE WATER).	43
3.3.9. CARACTERIZACIÓN DE EFLUENTES	43
4. RESULTADOS Y DISCUSIONES.....	44
4.1. FORMULACIÓN SP, SIN PREFLUJO (REFERENCIA)	44

4.2. DESPLAZAMIENTO # 1: ÁLCALI.....	45
4.3. DESPLAZAMIENTO # 2: POLÍMERO	47
4.4. DESPLAZAMIENTO # 3: SURFACTANTE ANIÓNICO	48
4.5. DESPLAZAMIENTO # 4: SURFACTANTE NO IÓNICO	49
4.6. COMPARACIÓN DE RESULTADOS.....	51
4.6.1. COMPARACIÓN DEL PORCENTAJE DE RECOBRO TERCIARIO.	51
4.6.2. COMPARACIÓN DE LAS CURVAS DE CONCENTRACIÓN DE SURFACTANTE	52
5. CONCLUSIONES	54
BIBLIOGRAFÍA.....	55
ANEXOS.....	58

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Porcentaje de recobro terciario.	51
Tabla 2. Datos del TDA (3, 6, 9 y 12).....	60
Tabla 3. Valor de la tensión interfacial para el TDA (3, 6, 8 y 12).....	60
Tabla 4. Notación.....	65
Tabla 5. Porosidad.....	65
Tabla 6. Volumen poroso.....	65
Tabla 7. Permeabilidad.....	65
Tabla 8. Saturación residual después de la inyección de salmuera.....	65
Tabla 9. Caracterización del polímero para el preflujo del polímero.	68
Tabla 10. Caracterización del polímero para el preflujo del álcali.....	68
Tabla 11. Caracterización del polímero para el preflujo del surfactante no iónico.	69
Tabla 12. Caracterización del polímero para el preflujo del surfactante aniónico.	69
Tabla 13. Caracterización del polímero para la fórmula sin preflujo.	69
Tabla 14. Caracterización de surfactante para el preflujo del polímero.	73
Tabla 15. Caracterización de surfactante para el preflujo del álcali.....	74
Tabla 16. Caracterización de surfactante para el preflujo del surfactante no iónico.	74
Tabla 17. Caracterización de surfactante para el preflujo del surfactante aniónico.	74
Tabla 18. Caracterización de surfactante para la fórmula sin preflujo.	75
Tabla 19. Condiciones de desplazamiento de la fórmula sin preflujo.	76
Tabla 20. Volumen de crudo en cada vial de la fórmula sin preflujo.....	77

Tabla 21. Recobro terciario de la fórmula sin preflujo.....	77
Tabla 22. Condiciones de desplazamiento del álcali.	79
Tabla 23. Volumen de crudo en cada vial del álcali.	80
Tabla 24. Recobro terciario álcali.....	80
Tabla 25. Condiciones del desplazamiento para polímero.	82
Tabla 26. Volumen de crudo en cada vial del polímero.	83
Tabla 27. Recobro terciario polímero.....	83
Tabla 28. Condiciones de desplazamiento del surfactante aniónico.....	85
Tabla 29. Volumen de crudo en cada vial del surfactante aniónico.	86
Tabla 30. Recobro terciario del surfactante aniónico.	86
Tabla 31. Condiciones de desplazamiento del surfactante no iónico.....	88
Tabla 32. Volumen de crudo en cada vial del surfactante no-iónico.	89
Tabla 33. Recobro terciario del surfactante no-iónico.....	89

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Tipos de recobro terciario.	25
Figura 2. Factor de recobro terciario en función del número capilar.	26
Figura 3. Montaje experimental.....	39
Figura 4. Resultados del desplazamiento usando Formulación SP, sin preflujo. Sistema de referencia	45
Figura 5. Resultados del desplazamiento usando Preflujo de Álcali.....	46
Figura 6. Resultados del desplazamiento usando Preflujo de Polímero.	48
Figura 7. Resultados del desplazamiento usando Preflujo de Surfactante aniónico.	49
Figura 8. Surfactante no iónico.	50
Figura 9. Porcentaje de recobro terciario acumulado en función de los volúmenes porosos inyectados desde el fin del <i>waterflooding</i> , para cada uno de los desplazamientos realizados en este estudio	52
Figura 10. Concentración de surfactante en el efluente en función de los volúmenes porosos inyectados para cada uno de los desplazamientos realizados en este estudio.....	53
Figura 11. Medición de la tensión interfacial.	60
Figura 12. Corte de aceite y recobro terciario vs Volumen poroso inyectado para la fórmula sin preflujo.....	78
Figura 13. Corte de aceite y recobro terciario vs volumen poroso inyectado para el álcali.....	81
Figura 14. Corte de aceite y recobro terciario vs volumen poroso inyectado para el polímero.....	84

Figura 15. Corte de aceite y recobro terciario vs Volumen poroso inyectado para el surfactante aniónico.....87

Figura 16. Corte de aceite y recobro terciario vs Volumen poroso inyectado para el surfactante no-iónico.....90

LISTA DE IMÁGENES

Imagen 1. Materiales para la construcción del SandPack.	62
Imagen 2. Sandpack arena Ottawa 80/100.....	63
Imagen 3. Reactivo azul de metileno.	71
Imagen 4. Solución lavadora.	71
Imagen 5. Caracterización de surfactantes con azul de metileno.	73
Imagen 6. Viales de la fórmula sin preflujo.	76
Imagen 7. Viales del álcali.	81
Imagen 8. Viales del polímero.....	83
Imagen 9. Viales del surfactante aniónico.	87
Imagen 10. Viales del surfactante no-iónico.	90

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Optimización del tridecanol etoxilado (TDA).....	58
Anexo B. Procedimiento de construcción del contenedor del medio poroso (SandPack).....	61
Anexo C. Empaquetamiento de la mezcla Arena/ Arcilla.....	63
Anexo D. Resultados de propiedades.....	65
Anexo E. Caracterización del polímero.....	66
Anexo F. Caracterización del surfactante.....	70
Anexo G. Aplicación de la fórmula sin preflujo.....	76
Anexo H. Aplicación del preflujo # 1: Álcali.....	79
Anexo I. Aplicación del preflujo # 2: Polímero.....	82
Anexo J. Aplicación del preflujo # 3: Surfactante aniónico.....	85
Anexo K. Aplicación del preflujo # 4: Surfactante no-iónico.....	88

SIGLAS

ASP: Álcali-Surfactante-Polímero

EO: Óxido de etileno.

EOR: Enhanced Oil Recovery (recuperación mejorada de petróleo)

FP: Floopam

ICP: Instituto Colombiano del Petróleo.

SDBS: Dodecil Benceno Sulfonato de sodio.

SP: Surfactante-Polímero

TDA: Tridecanol etoxilado.

TDS: Solidos totales disueltos

Vp: Volumen poroso

VPI: Volumen poroso inyectado

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DEL EFECTO DE DIVERSOS PREFLUJOS EN LA EFICIENCIA DE UNA FÓRMULA SP DESARROLLADA EN EL INSTITUTO COLOMBIANO DE PETRÓLEO*

AUTORES: María Camila Argüello Villarreal

Jairo Fabián Pinzón Socha**

PALABRAS CLAVE: Preflujo, SP, Surfactante, Polímero, Álcali, Inhibidor de adsorción, Mojabilidad, Tensión interfacial, Recobro mejorado, Volumen poroso, Sandpack.

DESCRIPCIÓN:

En el proceso de inyección de un preflujo para una fórmula SP como método de recobro mejorado de petróleo, se busca acondicionar el medio poroso permitiendo disminuir la adsorción de surfactantes presentes en la fórmula con el uso de un inhibidor de adsorción o disminuir las fuerzas capilares al obtener tensiones interfaciales ultrabajas.

En el trabajo se llevó a cabo pruebas de desplazamiento unidimensional para estudiar el efecto de un preflujo sobre la recuperación terciaria de crudo y se realizó una comparación de los resultados obtenidos para determinar el preflujo más prometedor para una prueba de desplazamiento con roca de yacimiento. Los desplazamientos fueron desarrollados en empaques de arena Ottawa 80/100 con caolín al 5% consolidados en ausencia de fase aceite y a salinidad constante. Los preflujos usados para los desplazamientos fueron: polímero (FP 3330S 1255 ppm), álcali (NaOH 1000 ppm), surfactante no-iónico (TDA 25-12 1000 ppm) y surfactante aniónico (SDBS 1000 ppm), los cuales son comparados con el sistema de referencia (fórmula sin preflujo) utilizando tamaños de bache de 0.3 VP a una velocidad de inyección constante de 0.33 mL/min. Los efluentes de cada prueba fueron recolectados y posteriormente analizados para determinar: concentración de surfactante, concentración de polímero y volumen de crudo recuperado. Los valores promedio de permeabilidad y saturación de crudo residual fueron de 12208.95 mD y 60.4% respectivamente.

Los resultados muestran que, el preflujo de surfactante aniónico (SDBS) logró aumentar en 7.70% la recuperación de crudo terciario en comparación con el sistema de referencia (fórmula sin preflujo), por lo tanto, este preflujo probablemente acondicionó el medio poroso adsorbiéndose al sustrato sólido logrando modificar levemente la mojabilidad.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Director: Ph.D. Ronald Mercado Ojeda, Ph.D. Miguel Rondón Antón.

ABSTRACT

RESEARCH TOPIC: EVALUATION OF THE EFFECT OF DIFFERENT PREFLOWS ON THE EFFICIENCY OF A FÓRMULA DEVELOPED IN THE INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO*.

AUTHORS: María Camila Argüello Villarreal

Jairo Fabián Pinzón Socha**

KEY WORDS: Preflow, SP, Surfactant, Polymer, Alkali, Adsorption inhibitor, Wettability, Interfacial tension, Improved recovery, Porous volume, Sandpack.

DESCRIPTION:

In the process of injection of a preflow for a SP formulated an improved oil recovery method, it is sought to condition the porous medium to decrease the adsorption of surfactants present in the formula using an adsorption inhibitor or to decrease the capillary forces to the obtain ultra-low interfacial tensions.

In this investigation, we made one-dimensional displacement tests were carried out to study the effect of a preflux on the tertiary recovery of crude oil and a comparison of the results obtained was made to determine the most promising preflux for a displacement test with reservoir rock. The displacements were developed in Ottawa 80/100 sand packings with 5% kaolin consolidated in the absence of oil phase and constant salinity. The prefluids used for the displacements were: polymer (FP 3330S 1255 ppm), alkali (NaOH 1000 ppm), non-ionic surfactant (TDA 25-12 1000 ppm) and anionic surfactant (SDBS 1000 ppm), which are compared with the reference system (formula without preflow) using bucket sizes of 0.3 VP at a constant injection speed of 0.33 mL / min. The effluents of each test were collected and later analyzed to determine: concentration of surfactant, polymer concentration and volume of recovered oil. The average values of permeability and saturation of residual crude were 12208.95 mD and 60.4% respectively.

Results show us, the preflux of anionic surfactant (SDBS) managed to increase the recovery of tertiary crude in 7.70% compared to the reference system (formula without preflow), therefore, this preflux probably conditioned the porous medium adsorbing to the substrate solid, slightly modifying the wettability.

* Degree work

** Faculty of Physical Chemical Engineering, Petroleum Engineering School, Directors: Ph.D. Ronald Mercado Ojeda, Ph.D. Miguel Rondón Antón.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad la demanda de hidrocarburos en el mundo ha incrementado. Esta es la razón por la cual muchas compañías productoras de hidrocarburos han fijado el objetivo de incrementar y/o mantener la producción haciendo uso de métodos de recuperación mejorada, de manera de satisfacer dicha demanda. El factor de recobro promedio de Colombia es aproximadamente de 19%, y alrededor del 90% de los campos petrolíferos del país se encuentran todavía produciendo en su etapa primaria (aproximadamente el 88% de la producción proviene de producción primaria, el 11% de la producción secundaria y menos del 1% de EOR)¹. En los yacimientos de petróleo después de aplicar las recuperaciones primaria y secundaria no se ha alcanzado ni el 50% de recobro de los hidrocarburos presentes en el yacimiento, motivo por el cual se busca mejorar la eficiencia de barrido mediante la inyección de solventes miscibles en el crudo, que permitan disminuir su tensión interfacial para reducir así sus fuerzas capilares.

En general los métodos de recuperación mejorada por inyección de agentes químicos han sido desplazados y ubicados como última alternativa debido a su complejidad y alto costo. Sin embargo, en los últimos años ha surgido la alternativa de la tecnología ASP, la cual ha abierto una ventana de oportunidad a los métodos químicos². Estos métodos hacen uso de aditivos químicos que se agregan al agua de inyección para mejorar el recobro de petróleo. Con este fin se emplean soluciones de álcalis (A), surfactantes (S) y polímeros (P), o mezclas entre ellos (AS, AP, SP y ASP). Dichas formulaciones son inyectadas al yacimiento con el objetivo de solubilizar el crudo, dispersándolo de manera

¹ MAYA, Gustavo, *et al.* Estatus de la recuperación mejorada de petróleo en Colombia. ECOPETROL S.A. p.2.

² SANCHEZ Medina, Eustaquio. Recuperación mejorada por inyección de álcali, surfactante y polímero (ASP). Tesis de maestría. México: Universidad nacional autónoma de México. Facultad de ingeniería, 2010, p. 10.

efectiva en forma de una microemulsión (reducción de la tensión Interfacial), y movilizarlo hacia la superficie (mediante el control de la movilidad)³.

El Instituto Colombiano del Petróleo, ha trabajado durante los últimos años en el desarrollo de formulaciones químicas, con el fin de ser utilizadas en pilotos de algunos campos. Una de estas formulaciones, fue desarrollada durante el año 2016 en alianza con la Universidad Industrial de Santander. Sin embargo, el recobro obtenido en pruebas de desplazamiento reales, indicaron que ésta debe optimizarse para poder justificar su uso. Tanto la fórmula como el campo no son nombrados directamente en este trabajo por cuestiones de confidencialidad y están codificadas para preservar los intereses de Ecopetrol.

Uno de los principales desafíos que enfrenta la fórmula es evitar la alta adsorción de surfactantes en la formación rocosa, cambiar la mojabilidad del sustrato sólido al hidrocarburo a recuperar y la obtención de tensiones interfaciales ultrabajas, aumentando el costo de los procesos EOR que involucran surfactantes⁴. Estudios recientes evidencian que la aplicación de un preflujos permite acondicionar y mejorar las propiedades de inyección de una fórmula ASP, teniendo incidencia en el aumento del porcentaje de recobro^{5 6 7}.

Por esta razón, el objetivo de este trabajo es evaluar una serie de preflujos (económicamente rentables), que permitan acondicionar el yacimiento antes de la inyección de una fórmula SP previamente establecida para el campo en estudio y así optimizar el efecto de la formulación desarrollada para aumentar el porcentaje de recobro de la misma y así evaluar nuevamente su aplicación en un campo piloto.

3 SALAGER, Jean-Louis. Recuperación Mejorada del Petróleo. Mérida: Universidad de los Andes. Facultad de ingeniería, 2005 p. 4

4 VERDUZCO, Rafael, et al. Sacrificial agent for reducing adsorption of anionic surfactants. SPE international. 2013. p 1.

5 LIU, Shunhua, et al. Alkaline/Surfactant/Polymer processes: wide range of conditions for good recovery. SPE Journal. 2010, p 1-2.

6 PANTHI, Krishna; MOHANTY, Kishore K. Effect of alkaline preflush in an Alkaline-Surfactant-Polymer flood. ACS publications. 2013. p 1-2.

7 VERDUZCO. Op. Cit., p 1-2.

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL

Evaluar el efecto de diversos preflujos en la eficiencia de barrido de una fórmula SP previamente desarrollada en el Instituto Colombiano de Petróleo.

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Evaluar el efecto de los preflujos de surfactante aniónico, no-iónico, polímero y álcali en la eficiencia de recuperación de crudo.
- Comparar los resultados obtenidos de cada uno de los preflujos y determinar cuáles son los más prometedores para una prueba de desplazamiento de crudo.

2. MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

2.1. TIPOS DE RECUPERACIÓN DEL PETRÓLEO

2.1.1. Recuperación primaria. Durante esta etapa la recuperación de hidrocarburos está asociada a mecanismos naturales de empuje en el yacimiento. El petróleo se drena naturalmente bajo el efecto del gradiente de presión que existe entre el fondo del pozo y el seno del yacimiento. El porcentaje promedio de recuperación primaria está entre 10-15% del crudo original en el pozo⁸.

2.1.2. Recuperación secundaria. Básicamente consiste en la inyección de agua en el acuífero o la inyección de un gas natural en la cima de la estructura, con el propósito fundamental de mantener la presión o, bien, de desplazar los hidrocarburos de la zona de petróleo, mediante arreglos específicos de pozos inyectoros y productores. La inyección de agua permite elevar la recuperación de crudo que hay originalmente en el sitio a un 25-30% de crudo.

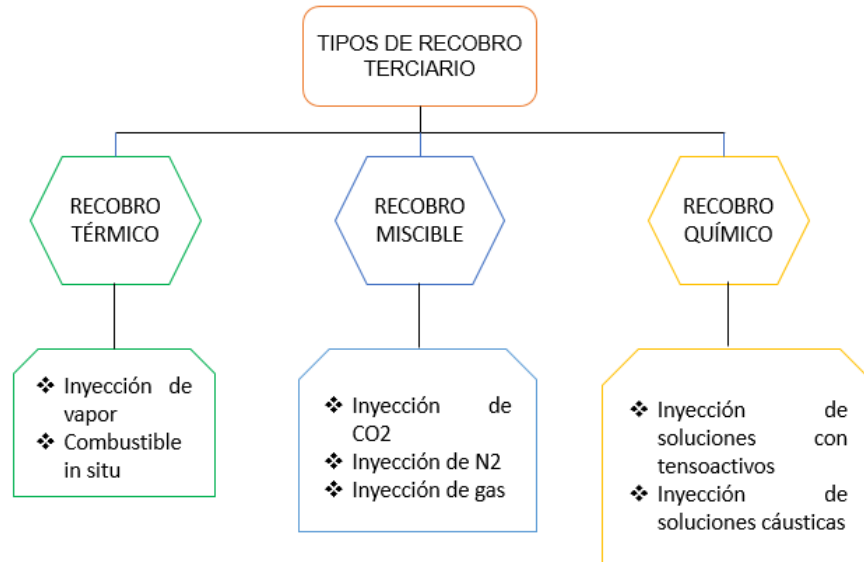
2.1.3. Recuperación terciaria. Es un conjunto de procesos mediante los cuales se recupera el crudo que no pudo ser producido por las etapas anteriores, aquí se inyectan sustancias que no se encuentran de manera natural en el yacimiento. Los procesos de recobro mejorado de crudo se enfocan en el sistema roca/crudo/fluido inyectado y sobre la interacción de las fuerzas capilares y viscosas.

En los procesos de recobro mejorado se buscan condiciones favorables para el flujo de fluidos en el yacimiento, usualmente mediante la adición de calor, interacción química entre el fluido inyectado y el crudo, transferencia de masa y cambio en las propiedades del crudo, de forma que se facilite el proceso de

⁸ SALAGER. Op. Cit., p. 3.

movilización de éste a través del yacimiento. Los procesos de recobro mejorado como se muestra en la Figura 1, generalmente son: térmicos, químicos y miscibles.⁹

Figura 1. Tipos de recobro terciario.



Fuente: TABER, J., y SERIGHT, R. EOR Screening criteria revisited –Part 1: Introducing to screening criteria and Enhanced Recovery Fields Projects. SPE Reservoir Engineering, 1997. p.189-198.

2.1.3.1. Recobro químico. Este método implica el uso de componentes químicos cuya finalidad es reducir la saturación de petróleo residual en el yacimiento. Esto se realiza mediante la inyección de polímeros (P), inyección de surfactantes (S), inyección de álcalis (A) o una mezcla entre ellos.¹⁰ El objetivo de la inyección de químicos es mejorar la eficiencia de barrido volumétrico del agua de inyección, para recuperar la fase de aceite discontinua que se encuentra atrapada en el medio poroso, mediante mecanismos como¹¹: La reducción de la

⁹ STOSUR, George J, et al. The alphabet soup of IOR, EOR and AOR: effective communication requires a definition of terms. Paper SPE 84908. 2003.

¹⁰ LAKE, Larry W. Enhanced oil recovery. Prentice Hall PTR, 1996

¹¹ LARSON, R. G., DAVIS, H. T., y SCRIVEN, L. E. Elementary Mechanisms of Oil Recovery by Chemical Methods. Tech, 1982 p. 243-257.

tensión interfacial entre el aceite y el agua, la alteración de la relación de movilidades, la alteración de la mojabilidad de la roca.

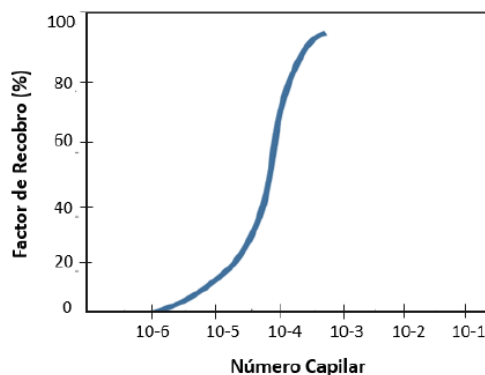
2.1.3.2. Número Capilar. El número capilar, se define como la relación entre las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares (Ecuación 1).

$$N_c = \frac{\text{Fuerzas viscosas}}{\text{Fuerzas capilares}} = \frac{v \cdot \mu}{\sigma} \quad \text{Ecuación 1}$$

donde: σ , es la tensión interfacial entre el petróleo y el agua. μ , es la viscosidad del fluido de inyección. v , es la velocidad del fluido del desplazamiento.

Se ha evidenciado¹² que un aumento del número capilar incide directamente en el incremento del factor de recobro, a tal punto, que el porcentaje de recuperación de crudo en un medio poroso es prácticamente nulo cuando el número capilar es inferior a 10^{-6} y alcanza el 100% cuando el número capilar es superior a 10^{-3} tal y como se evidencia en la figura 2.

Figura 2. Factor de recobro terciario en función del número capilar.



Fuente: SHENG, J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and practice. Elsevier. 2011

¹² SALAGER. Op cit., p 16.

Esta es una de las razones por la cual la inyección de químicos es una tecnología que permite aumentar considerablemente el factor de recuperación de crudo.

2.2. TENSIÓN INTERFACIAL.

La presencia de fluidos inmiscibles en el yacimiento origina la presencia de interfaces, en las cuales se ejerce un esfuerzo de tensión conocido como tensión interfacial. Dos o más fases se consideran inmiscibles a ciertas condiciones específicas de presión y temperatura, si en un periodo de tiempo suficiente para que ocurra el equilibrio de fases, se forma una interfase visible, después de que las fases han sido mezcladas vigorosamente¹³.

La interfase entre dos fases inmiscibles es una región de solubilidad limitada, que, en la mayoría de las situaciones, solo es de un espesor correspondiente al de algunas moléculas. Puede visualizarse como un límite entre las fases que existen por las fuerzas de atracción entre las moléculas¹⁴. Por esta razón si la tensión interfacial es ultrabaja es posible movilizar con mayor facilidad el crudo atrapado por la roca del yacimiento, siendo miscible el crudo con el agua.

2.3. MOJABILIDAD

La interacción entre la superficie de la roca del yacimiento y los fluidos confinados en el espacio poroso influye en la distribución de los fluidos, así como también, en el comportamiento del flujo en el medio poroso. Cuando dos fases inmiscibles se ponen en contacto con una superficie sólida, generalmente una de las fases es atraída hacia la superficie más que la otra fase. Esta fase se identifica como la fase mojante mientras que la otra fase es la fase no-mojante. Si la roca es mojada por el aceite, este tendrá a penetrar en poros de pequeño diámetro y por lo tanto

¹³ SANCHEZ. Op. Cit., p.13

¹⁴ WILLHITE, G. Waterflooding. SPE Textbook series Vol 3. 1986.

queda atrapado a la roca lo que hace que sea más complicado movilizar el crudo. Sin embargo, al mojar la pared del medio poroso con agua, la fase aceite puede presentar una continuidad a saturaciones muy bajas, y por lo tanto hacer que el crudo fluya con mayor facilidad.

2.4. POROSIDAD

La porosidad¹⁵ se define como la relación entre el volumen de vacíos y el volumen total. El valor de la porosidad varía entre $0 < \varepsilon < 1$. Se expresa como (Ecuación 2):

$$\varepsilon = \frac{V_v}{V_T} \quad \text{Ecuación 2}$$

Dónde: ε , Porosidad. V_v , Volumen vacío. V_T , Volumen total.

2.5. PERMEABILIDAD

La permeabilidad es una medida de la facilidad con que un fluido puede desplazarse en una formación, mediante un gradiente de presión. Para ser permeable, una roca debe tener porosidad interconectada (poros, cavernas, capilares, fisuras o fracturas). Por lo general, a mayor porosidad corresponde mayor permeabilidad, aunque esto no siempre sucede. El tamaño, la forma y la continuidad de los poros, así como la porosidad influye en la permeabilidad de la formación¹⁶.

¹⁵ PUGA LAGOS, Patricio Eduardo. Estudio experimental del coeficiente de permeabilidad en arenas. Trabajo de grado. Universidad católica de la santísima concepción. Facultad de ingeniería. 2012. p. 13.

¹⁶ Anónimo. Permeabilidad y productividad de pozos petroleros [en línea]. 2013. (Recuperado el 29 de junio de 2018). Disponible en: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/permeabilidad-productividad-pozos-petroleo/>

2.6. PREFLUJO

Son sustancias que permiten modificar ciertas propiedades del medio poroso como lo pueden ser la mojabilidad, la tensión interfacial, la adsorción de surfactantes entre otras cosas¹⁷. En este caso la sustancia es inyectada previamente al bache de fórmula SP y la elección de estas sustancias es de vital importancia para obtener resultados favorables para la recuperación de crudo.

2.6.1. Surfactante. Son agentes tensoactivos de humectación que bajan la tensión superficial de un líquido y permiten una fácil dispersión. Además, son sales orgánicas que tienen la propiedad de acumularse en la interfase agua-aceite, disminuyendo la tensión interfacial y pueden ser ionizables¹⁸. Los surfactantes se distribuyen en la interfase hasta llegar a saturación, lo que da lugar a la formación de pequeñas aglomeraciones de moléculas conocidas como micelas. Las micelas están compuestas por una parte hidrofílica encargada de aumentar la solubilidad del aceite en agua y una parte hidrófoba que se encarga de mantener el equilibrio entre la interfase agua-aceite.

2.6.1.1. Surfactante aniónico. Los tensoactivos aniónicos en solución se ionizan, pero considerando el comportamiento de sus grupos en solución, el grupo hidrófobo queda cargado negativamente. Esta suele tratarse de un grupo carboxilato, sulfato, sulfonato o fosfato. Los surfactantes aniónicos son los más comunes en el desplazamiento micelar debido a que son buenos surfactantes, relativamente resistentes a la retención, son estables, y pueden obtenerse de forma relativamente económica¹⁹.

¹⁷ SANCHEZ. Op. cit., p 9-109

¹⁸ TROMBETTA, Juan; NORMAN, Chuck. El uso de surfactante en proyectos de recuperación terciaria. Tiorco. 2007. p 1-2.

¹⁹ SANCHEZ. Op. Cit., p 46.

2.6.1.2. Surfactante no iónico. Los surfactantes no iónicos son buenos detergentes, humectantes y emulsionantes, son utilizados en desplazamientos micelares. Estos surfactantes son menos sensibles a los electrolitos que los aniónicos, especialmente a los cationes divalentes. Por lo tanto, son utilizados en presencia de salinidades altas²⁰. Una de las propiedades de estos surfactantes es que la cantidad de grupos polares presentes determinan la solubilidad tanto en agua como en aceite.

2.6.2. Álcali. Es un agente químico de sacrificio de bajo costo que ha permitido darle un nuevo impulso a la recuperación mejorada por inyección de químicos. Los álcalis disminuyen el contenido iónico divalente del sistema roca-fluido, e incrementan la carga negativa de la superficie de la roca para minimizar la pérdida de químicos; pueden usarse en un preflujo antes de la inyección de un bache micelar o una solución polimérica, o agregarse directamente a surfactantes o polímeros²¹. La esencia de este preflujo es hacer reaccionar el álcali con los ácidos orgánicos presentes en el crudo para formar detergentes naturales del petróleo. Los detergentes generados in situ interactúan con el surfactante de la mezcla para producir valores de tensión interfacial ultrabajos²². Además de disminuir los valores de la tensión interfacial, pueden alterar la mojabilidad debido a que los surfactantes producidos in situ se adsorben en la roca²³

2.6.3. Polímero. Es usado como agente químico de sacrificio debido a que actúa como agente inhibidor que disminuye la adsorción de químicos por la roca²⁴. Las

²⁰ SALAGER. Op. Cit., p 28.

²¹ BAVIERE, M., *et al.* Improved EOR by use chemicals in combination. PE Reservoir Engineering. 1995. p 187-193

²² SHUTANG, G., HUABIN, L., y HONGFU, L. Laboratory Investigation of Combination of Alkali/Surfactant/Polymer technology for Daqing EOR. SPE Reservoir Engineering. 1995. p 194-197

²³ SANCHEZ. Op cit., p 81

²⁴ BAVIERE. Op cit., p 187-193

características de las soluciones poliméricas permiten mejorar, las eficiencias de desplazamiento, a través de los dos siguientes mecanismos²⁵.

1. El polímero incrementa la viscosidad del agua inyectada. Esto reduce la relación de movilidad agua-aceite, incrementando las eficiencias de barrido.
2. El polímero se adsorbe a la roca que contacta y crea una resistencia adicional al flujo de agua subsecuente, así el flujo de agua y polímero es restringido y obligado a desviarse a otras partes del yacimiento.

2.7. ESTADO DEL ARTE

MUHAMMAD, 2009²⁶. El uso de surfactante en la recuperación mejorada de petróleo ha demostrado ser exitoso en la reducción de la tensión interfacial del aceite en el yacimiento. Sin embargo, la tendencia del surfactante a adsorberse en los minerales de arcilla hace que este método sea ineficiente. La adsorción se puede reducir mediante el uso de un agente de sacrificio. El objetivo de este estudio es determinar el efecto del lignosulfonato como agente de sacrificio en la adsorción de surfactante. El agente de sacrificio se adsorberá en posibles sitios de adsorción en el mineral de arcilla que es caolín. Esto evitará que el surfactante se adsorba en el sitio potencial con caolín. Los experimentos comienzan con la adsorción de lignosulfonato con caolín, seguido de la adsorción del tensioactivo aniónico y no iónico. El resultado mostró que el lignosulfonato puede reducir significativamente la adsorción de surfactante. De esta manera es posible aumentar el porcentaje de recuperación de crudo.

²⁵ HOVENDICK, M. Development and results of the hale/mable leases cooperative polymer EOR injection Project, vacuum. SPE Reservoir Engineering. 1989. p 363-372.

²⁶ MUHAMMAD, Daud, et al. The use of lignosulfonate as sacrificial agent to reduce the adsorption of surfactant onto kaolin. Malaysia: Petroleum Engineering Department. 2009.

LEWIS, 2012²⁷. Se realizó una inundación piloto ASP. El modelo de simulación con precisión de la historia coincide con el experimento de inundación central y permitió avanzar de la escala de laboratorio a la escala piloto. Diferentes estrategias de operación fueron simuladas para el piloto.

Las herramientas de registro de producción se ejecutaron en el pozo de inyección para verificar la conformidad vertical. Se encontró que las capas superiores estaban tomando una cantidad desproporcionada de agua. Se implementó un preflujó de polímero FP 3300S en el ASP para mejorar la conformidad vertical. El diseño final de la ASP se implementó en un período de 10 meses. Los resultados indicaron el avance del petróleo en muchos de los productores. Sin embargo, los volúmenes de petróleo producidos no fueron tan grandes como lo predicho por las inundaciones y simulaciones centrales. A pesar de esto, se obtuvo mejor recuperación al usar el preflujó de FP 3330S teniendo gastos similares al blanco.

DENG, 2012²⁸. Se investigó el efecto de la dilución alcalina sobre la tensión interfacial entre el petróleo pesado de la cuenca sedimentaria del oeste de Canadá y el alcalino (NaOH). Esto se hizo midiendo la tensión interfacial en función de la temperatura y la concentración alcalina, utilizando un tensiómetro de caída giratoria. Se utilizó un sistema de salmuera que es similar a los que se encuentran comúnmente en la Cuenca Sedimentaria del Oeste de Canadá. Los resultados muestran que los ácidos hidrocarbonados en el aceite pesado reaccionan con los alcalinos para producir un surfactante, que reduce la tensión interfacial entre el aceite y la salmuera. Por lo tanto, mediante el uso del NaOH es posible aumentar el porcentaje de recobro mediante la inyección de químicos.

²⁷ LEWIS, Chris. Field Demonstration of alkaline surfactant polymer floods in Mature Oil Reservoirs, Brookshire Dome, Texas: Universidad de Texas Austin. 2012.

²⁸ DENG, Young. Effect of dilute alkaline on the interfacial properties of heavy oil. Tesis de maestría. Canada: Universidad Dalhousie. . Facultad de ingeniería, 2012.

PANTHI, 2013²⁹. Se desarrolló una formulación de Álcali-Surfactante-Polímero de tensión interfacial ultrabaja para un reservorio de arenisca. Además, se estudió el comportamiento de la fase con el aceite del yacimiento a diferentes proporciones agua/aceite y concentraciones variables de sal/álcali. La inyección terciaria de ASP en el núcleo del campo sin preflujos alcalinos produjo 80% de recuperación acumulada de petróleo; la recuperación aumentó a 85% en el mismo núcleo (y la misma formulación surfactante) si se utilizó el preflujos alcalinos. El preflujos alcalinos constó de NaCl, Na₂CO₃, NaHCO₃, Y KCl con concentraciones de 30600, 5000, 1228 y 192 partes por millón respectivamente. Esto sucedió porque el preflujos alcalinos aumentó la salinidad del núcleo a la salinidad óptima de la formulación del agente tensioactivo.

3. METODOLOGÍA Y DESARROLLO EXPERIMENTAL

Se planteó una metodología que permitiera estudiar y comparar el efecto de cada uno de los preflujos en relación con el porcentaje de recobro obtenido, teniendo en cuenta variables como: el tamaño del bache, concentración, velocidad de inyección y propiedades como la permeabilidad. A continuación, se presentan los materiales, los preflujos a inyectar y el procedimiento realizado durante el desarrollo experimental en las respectivas pruebas de desplazamiento.

3.1 MATERIALES

3.1.1 Preflujos y fórmula.

²⁹ PANTHI, Krishna y MOHANTY, Kishore. Effect of Alkaline preflush in an Alkaline-Surfactant-Polymer Flood. Department of petroleum and geosystems Engineering. Texas. 2013.

3.1.1.1. Preflujo # 1: Álcali. Los álcalis son sales inorgánicas que tienen la característica de tener un valor de pH muy alto. Los álcalis más comúnmente empleados como aditivos al agua de inyección son el hidróxido de sodio (NaOH), el hidróxido de amonio (NH₄OH), el hidróxido de potasio (KOH), el ortosilicato de sodio (Na₄SiO₄), el carbonato de sodio (Na₂CO₃) y el silicato de sodio (Na₂SiO₃). De estos aditivos, el hidróxido de sodio (NaOH) y el ortosilicato de sodio (Na₄SiO₄) son los más efectivos para aumentar la recuperación de aceite y tienen un costo relativamente bajo³⁰.

Se ha descubierto a través de estudios anteriores^{31 32 33} que el hidróxido de sodio es el mejor alcalino para usar en la formación de surfactante in situ y de esa manera se puede reducir las tensiones interfaciales y evitar la adsorción del surfactante presente en la formulación. Además, distintos autores³⁴, afirmaron que la cantidad óptima de tensoactivo in situ se forma cuando la concentración de NaOH está entre 0.1% y 1% de peso.

Por lo tanto, el preflujo alcalino elegido es el hidróxido de sodio (NaOH) (grado de pureza de 99% fabricado por Merk), utilizando una concentración de 1000 ppm (0.1%). Esta concentración es elegida entre el rango de la cantidad óptima necesaria para formar el tensoactivo requerido, además se elige el de menor concentración con el fin de disminuir costos.

3.1.1.2. Preflujo # 2: Polímero. Según un estudio previamente realizado³⁵ se ha simulado el uso de Floopam 3330S como preflujo antes de la inyección de la formulación obteniendo una mayor cantidad de crudo en comparación con el caso

³⁰ SANCHEZ Op cit., p- 73.

³¹ DENG, Young. Effect of dilute alkaline on the interfacial properties of heavy oil. Tesis de maestría. Canada: Universidad Dalhousie. . Facultad de ingeniería, 2012, p. 29-30.

³² KHAN, M., ISLAM, M. The petroleum Engineering Handbook: Sustainable Operations. Houston:Gulf Publishing Company, 2007. p. 273-275. ISBN 978-1-933762-12-8.

³³ LIN, Mei, et al. Interfacial properties of Daqing crude oil-alkaline system. China. 2011. p. 93-96.

³⁴ ACEVEDO, S, et al. Dynamic interfacial tension measurement of heavy crude oil-alkaline systems.1999. p. 309-317.

³⁵ LEWIS, Chris. Field Demonstration of alkaline surfactant polymer floods in Mature Oil Reservoirs, Brookshire Dome, Texas: Universidad de Texas Austin. 2012. p. 71-81.

base (sin usar preflujo), argumentando que al inyectar el polímero como preflujo, permite un barrido más eficiente de la fórmula ASP. Además, al usar un polímero como preflujo³⁶ es posible que actúe como un agente de sacrificio para reducir la adsorción de surfactante presente en la formulación. Un tratamiento apropiado para el uso de polímeros requiere como mínimo la inyección de 15% a 25% volúmenes porosos³⁷.

Este polímero (FP 3330S) es usado en la formulación SP a evaluar con concentración de 1255 ppm siendo elegido entre muchos otros polímeros por su eficiencia de barrido³⁸. Por lo tanto, el polímero usado es el Floopam 3330S (10-12% de humedad, fabricado por SNF Floerger), a una concentración de 1255 ppm (0.125%), el cual ha sido estudiado como posible preflujo obteniendo resultados prometedores³⁹.

3.1.1.3. Preflujo # 3. Surfactante aniónico. Los surfactantes aniónicos son los más comunes en el desplazamiento micelar debido a que son buenos surfactantes, relativamente resistentes a la retención, estables, y pueden obtenerse de forma relativamente económica⁴⁰. El surfactante aniónico más difundido a nivel mundial es el Dodecil Benceno Sulfonato de Sodio (SDBS), debido a sus excelentes propiedades como surfactantes en detergentes y sus bajos costos de producción en comparación con otros surfactantes⁴¹.

Dada la finalidad del preflujo es fundamental que sea económico y aplicable al EOR, por esta razón se utiliza el Dodecil Benceno Sulfonato de Sodio (SDBS)

³⁶ MUHAMMAD, Daud, et al. The use of lignosulfonate as sacrificial agent to reduce the adsorption of surfactant onto kaolin. Malaysia: Petroleum Engineering Department. 2009. p. 1-7.

³⁷ TABER, J. J., MARTIN, F. D., SERIGHT, R. S. EOR Screening Criteria Revisited –Part 2: Applications and Impact of Oil Prices. 1997.

³⁸ Confidencial.

³⁹ LEWIS. Op. Cit., 71-81.

⁴⁰ SANCHEZ, Op cit., p. 88.

⁴¹ JOHANSEN, Trine. Investigation of Adsorption of Surfactants onto Kaolinite and Relations to Enhanced Oil Recovery. Tesis de maestría. Noruega: Norwegian University of science and technology. 2014. p. 1-5.

(grado de pureza de 99.99%, fabricado por Aldrich), con concentración de 1000 ppm (0.1%).

3.1.1.4. Preflujo # 4. Surfactante no iónico. Existe gran variedad de surfactantes no-iónicos empleados para la recuperación mejorada de petróleo. Ali⁴² en sus estudios pudo determinar los surfactantes no-iónicos más usados debido a las propiedades que poseen, entre ellos se encuentran: Alquil poliglucósido (APG), Sulfato propoxilado (B67-7POS), Fenoles alquil polietoxilados y Tridecanol Etoxilado (TDA).

Este último (TDA) según Sharma et al⁴³., mediante la alteración de la mojabilidad como mecanismo principal dio como resultado una buena recuperación de crudo. La inyección de TDA 30 EO fue capaz de recuperar hasta 80% de crudo. Según una base de datos química escrita por arokor⁴⁴, al aumentar el número de unidades EO se aumenta la hidrofiliidad de las moléculas de surfactante haciéndola más soluble en agua. Por estas razones se decidió trabajar con el Tridecanol Etoxilado (TDA) como preflujo (Se asumió un grado de pureza de 100% activo, fabricado por Sasol). Se decide optimizar el número de unidades EO presentes en el compuesto, mediante la medición de la tensión interfacial para 3, 6, 9 y 12 número de unidades EO. Como se puede observar en el Anexo A, el surfactante no iónico que presento menor tensión interfacial fue el NEODOL TDA 25-12 (C12).

Debido a que el preflujo es un agente de sacrificio que no debe ser costoso, se debe utilizar en menor cantidad que en la fórmula SP, por lo tanto, la concentración usada es de 1000 ppm, siendo la quinta parte de la concentración de surfactante total presente en la fórmula.

42 ALI, Saeedi; NEGIN, Cheegenizadeh y XIE, Quan. Most common Surfactants Employed in Chemical Enhanced Oil Recovery. Petroleum. 2017. p. 15-24.

43 SHARMA, G y MOHANTY, K. Wettability Alteration in High-Temperature and High-Salinity Carbonate Reservoirs. 2013.

44 AROKORHOLDINGS I. Tridecyl Alcohol Ethoxylate. Chemicaland. 2013.

3.1.1.5. Fórmula. Esta formulación está compuesta por surfactantes y polímero la cual fue desarrollada y optimizada por un grupo de investigadores en alianza con la Universidad Industrial de Santander y el Instituto Colombiano del Petróleo. Se logró obtener tensiones interfaciales ultra bajas, pero a pesar de eso, no se obtuvo una recuperación de crudo que justifique el uso de la fórmula. Por esta razón se evalúa el desempeño de la fórmula en conjunto con un preflujó, con el fin de aumentar el porcentaje de recuperación de crudo.

3.1.1.6. Polymer drive. Tal como lo enuncia Fortenberry⁴⁵, después de la satisfactoria inyección de la fórmula SP a la salinidad óptima, la fórmula debe ser impulsada para barrer y desplazar correctamente el crudo mediante un polímero a una salinidad menor, generalmente a un 70% de salinidad. Por lo tanto, el polímero usado para realizar el desplazamiento de la fórmula SP es el FP 3330S a 1255 ppm con un 70% de salinidad.

3.1.1.7. Salmuera sintética. La salmuera sintética también es conocida como agua PIA, para la preparación del agua PIA se requiere: 6.6 g de cloruro de sodio (NaCl con un grado de pureza de 99.9% fabricado por Merk), 1,25 g de cloruro de calcio (CaCl₂ con un grado de pureza menor del 90% por ser hidroscópico, fabricado por Merk) y 1000 mL de agua destilada. Previamente se pesan en una balanza cada uno de los compuestos y se vierten la cantidad exacta de cada uno de ellos en un vaso precipitado, se agrega el agua destilada hasta aforar los 1000 mL y se agita hasta disolver completamente los compuestos en el agua destilada.

⁴⁵ FORTENBERRY, Robert; PEARSON, Suniga y TRINE, Eric. Chemical EOR for offshore platforms Using a Novel Chemicals gradient Design. Society of Petroleum Engineers. Texas. 2015. p. 1-2.

3.1.2 Sandpack. El contenedor del empaque de arena consiste en un tubo de plexiglás (diámetro interno 1.905 cm, longitud 30 cm) el cual tiene 2 tapas conectoras reutilizables para todos los desplazamientos. La elaboración del Sandpack se encuentra detallada en el Anexo B.

3.1.3 Sistema de inyección. El sistema de inyección consistió en una bomba Quizix QX PUMP 6000 de alta precisión, con capacidad para manejar presiones de hasta 6000 psi, y tasas de flujo desde 0.001 hasta 50 mililitros por minuto⁴⁶. La tubería de inyección consistió en un tubing de 1/8 de pulgada de diámetro externo y 1/16 de pulgada de diámetro interno, constituido principalmente por plástico flexible.

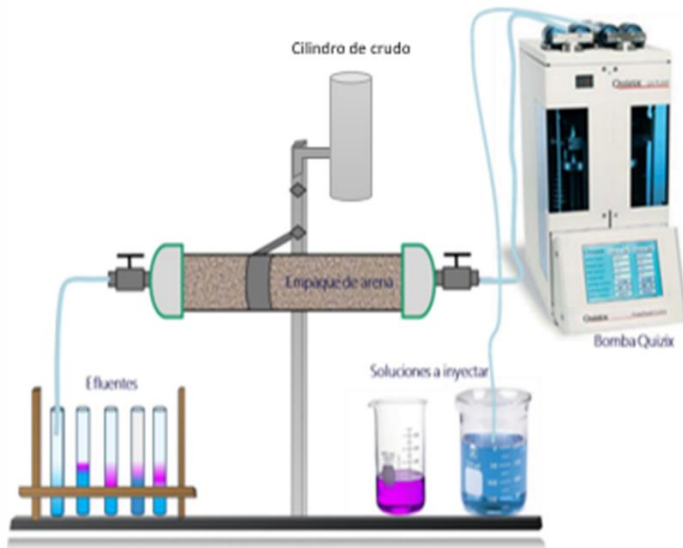
3.2 MONTAJE EXPERIMENTAL

Para realizar el montaje de la figura 3 se requiere una bomba Quizix, un soporte para ubicar el sandpack y el cilindro que contiene el crudo, vasos precipitados y viales.

Inicialmente el sandpack fue ubicado en posición vertical para la inyección de crudo, esto con el fin de tener una mayor homogenización del crudo a través del tubo, una vez terminada la inyección de crudo el sandpack se ubica en posición horizontal y es conectado a la bomba Quizix por uno de sus extremos. La bomba, a su vez, fue conecta a través de mangueras a los recipientes contenedores de cada una de las sustancias químicas necesarias para la inyección. A medida que se iba inyectando cada una de las sustancias químicas se realizaba la recolección de efluentes a través de viales, para cada uno de los desplazamientos.

⁴⁶ Chandler Engineering Company LLC. Quizix Series Pump System User's Manual. Tulsa, Oklahoma. 2012.

Figura 3. Montaje experimental.



1. Saturación del empaque con crudo.
2. Determinar la permeabilidad y volumen poroso.
3. Inyección de salmuera hasta saturación de aceite (SOR). [Water Flooding]
4. Inyección del prefluo
5. Inyección de la fórmula
6. Inyección del Polymer Drive.
7. Chase water.
8. Caracterización de efluentes
9. Determinación de recobro terciario.

Fuente: Modificado por el autor. ARIAZ, Iván; BAUTISTA, Dayana. Efecto de la concentración de surfactante y el tamaño del bache inyectado sobre la adsorción dinámica de un surfactante. 2017. Bucaramanga. Facultad de ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander. p 60.

3.3 PROTOCOLO EXPERIMENTAL

Todas las pruebas de desplazamiento fueron realizados a temperatura del laboratorio (23°C) y a una presión de inyección definida por la presión en el puerto de producción.

3.3.1. Fabricación y empaquetamiento del medio poroso. El procedimiento para la construcción se describe en el anexo B y empaquetamiento del SandPack se describe en el anexo C. Después de realizar el empaquetamiento con la mezcla de arena/caolín, se pesa el SandPack.

3.3.2. Saturación del empaque de arena con crudo y determinación de la permeabilidad absoluta. Normalmente la saturación del empaque de arena se realiza con la salmuera sintética, sin embargo, para inducir una mojabilidad del medio poroso al crudo y aumentar la dificultad de desplazamiento, se decide inyectar crudo inicialmente. Esta saturación inicial se realiza con una tasa constante de 1 mL/min para cada uno de los desplazamientos ubicando en posición vertical el SandPack. Después de finalizada la inyección de crudo se anota el valor de la presión y posteriormente se pesa el SandPack saturado con crudo.

La permeabilidad absoluta del medio poroso se determina mediante la ley de Darcy usando las características del medio poroso, razón de flujo y diferencial de presión empleados durante la inyección del fluido estacionario. Para una sola fase, flujo vertical y estado estacionario, la ley de Darcy (Ecuación 3) se puede enunciar como:

$$K = \frac{c_2}{c_1} * \left(\frac{Q * \mu * L}{\Delta P * A} \right) \quad \text{Ecuación 3}$$

Dónde: Q, razón de flujo (cm^3/s). μ , viscosidad (cP). L, longitud (cm). ΔP , diferencial de presión (Psi). A, área

$$c_1=0.068 \quad c_2=1000$$

c_1 y c_2 son constantes de proporcionalidad para hacer la ecuación dimensionalmente consistente según la norma API R40.

El valor promedio de la permeabilidad de los empaques construidos fue de 12.209 mD (anexo D). Esto se hace con la finalidad de que todos los desplazamientos se lleven a cabo con un medio similar, de manera que las pruebas sean comparables y poder llegar a resultados concluyentes.

3.3.3. Determinación del volumen poroso y porosidad mediante método gravimétrico. El volumen total (Ecuación 4), fue el mismo para todos los medios porosos, y se calcula de la siguiente manera:

$$v_t = \frac{\pi * D^2 * L}{4} = \frac{\pi * 1.905^2 * 30}{4} = 85.507 \text{ cm}^3 \quad \text{Ecuación 4}$$

Dónde: D, diámetro del medio poroso (cm). L, longitud del medio poroso (cm).

Por su parte el volumen poroso (Ecuación 5) se calculó mediante el método gravimétrico, teniendo en cuenta la diferencia de peso antes y después de la saturación inicial de crudo.

$$v_p = \frac{M_{sat} - M_{sinsat}}{\rho} \quad \text{Ecuación 5}$$

Dónde: M_{sat} , peso del medio poroso saturado con crudo (g). M_{sinsat} , peso del medio poroso sin saturar (g). ρ , densidad del crudo del campo San Francisco (g/cm^3).

Finalmente, la porosidad (Ecuación 2) se calcula dividiendo el volumen poroso entre el volumen total del medio poroso. El valor promedio de la porosidad de los empaques construidos fue de 48,4%.

3.3.4. Inyección de salmuera hasta saturación de crudo residual (S_{or}). Una vez conocida la porosidad y permeabilidad del empaque, se inyecta salmuera sintética la cual consiste en una mezcla de cloruro de calcio (CaCl_2) y cloruro de sodio

(NaCl). La concentración de CaCl_2 en la solución fue de 1250 ppm (0.125%) y la de NaCl fue de 6600 ppm (6.66%). Esto para una concentración de 0.785% p/p de sólidos totales disueltos (TDS). La inyección se realizó hasta que el corte de crudo en el fluido producido fue menor a 1%. Se mide el volumen de crudo desplazado, y se calcula la saturación de crudo residual (Ecuación 6) de la siguiente manera:

$$S_{ORW} = \frac{V_{oi} - V_{od}}{V_p} = \frac{V_{rem}}{V_p} \quad \text{Ecuación 6}$$

Dónde: S_{ORW} , Saturación de crudo residual después de la inyección agua (salmuera de inyección sintética). V_{oi} , Volumen de crudo al inicio de la inyección de la salmuera sintética. V_{od} , Volumen de crudo después de la inyección de la salmuera sintética. V_{rem} , Volumen remanente en el SandPack después de la inyección de salmuera. V_p , Volumen poroso.

3.3.5. Inyección del preflujo a utilizar previamente seleccionado. Al finalizar el water flooding, se inicia la inyección del tren de baches de agentes químicos durante los cuales, los efluentes son recolectados en recipientes de vidrio (viales) con capacidad de 8 ml. En cada experimento se comienza con inyectar 0.3 volúmenes porosos de preflujo a una tasa de 0.33 mL/min.

3.3.6. Inyección de la formulación SP. Después de los diferentes preflujos, en cada experimento, se inyectaron 0.3 volúmenes porosos de fórmula SP que contiene 0.5% surfactante y 0.125% de polímero en agua de inyección sintética a una tasa de 0.33 mL/min.

3.3.7. Inyección de la solución polimérica de empuje (Polymer drive). Posterior a la inyección de la fórmula SP se inyecta, en cada caso, un bache de 0.3 VP del mismo polímero, a la misma concentración presente en la fórmula SP, pero en agua sintética de inyección diluida al 70% de su salinidad original, a una tasa de 0.33 mL/min.

3.3.8. Inyección de la salmuera sintética (chase water). Después de la inyección del Polymer Drive, se procede a inyectar salmuera sintética de inyección a una tasa de 0.33 mL/min hasta que no se produzca crudo. Una vez finalizada la recolección de efluentes, se calcula el porcentaje de recobro terciario (Ecuación 7) de la siguiente manera:

$$\%TOR = \left(\frac{\sum v_{opi}}{v_{oi} - v_{op}} \right) * 100 \quad \text{Ecuación 7}$$

Dónde: v_{oi} , volumen de crudo al inicio de la inyección de salmuera. v_{opi} , volumen de crudo producido en el tubo "i".

3.3.9. Caracterización de efluentes. La determinación de la concentración de polímero y surfactante en las fracciones de efluentes recolectados en cada desplazamiento se realiza con el fin de tener un apoyo para la interpretación de los resultados de recobro terciario. En los anexos E y F se presentan los correspondientes valores tabulados.

4. RESULTADOS Y DISCUSIONES

El porcentaje de recobro terciario obtenido, en cada experimento es calculado en base al crudo recuperado luego de la inyección de aproximadamente 9 volúmenes porosos de chase water a manera de estar prácticamente seguros de que no quede crudo móvil en los empaques de arena.

4.1. FORMULACIÓN SP, SIN PREFLUJO (Referencia)

El experimento que comienza con la inyección de la fórmula SP, sin ningún preflujo, es realizado con el fin de establecer una referencia que permita hacer comparaciones, resaltando la afectación en el recobro terciario obtenido en los experimentos con cada preflujo, cabe resaltar que la figura 4b fue desplazada 0.3 volúmenes porosos esto con el fin de poder comparar los resultados con los demás desplazamientos.

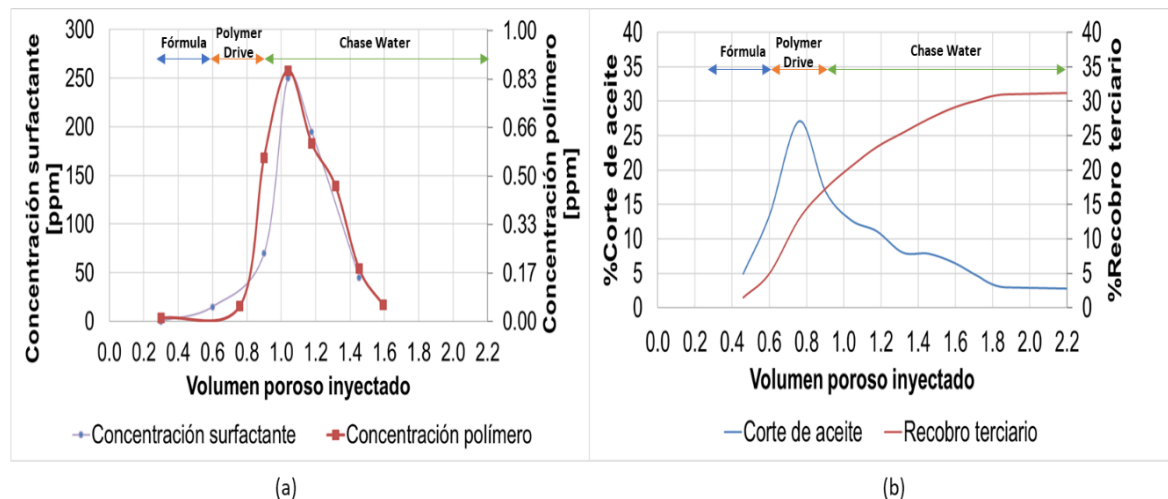
En la figura 4 (a), se muestran los perfiles de concentración de surfactante en los efluentes y en la Figura 4 (b) el corte de aceite y el recobro terciario acumulado en función de los volúmenes porosos inyectados.

Como se observa en la figura 4 (b), cuando se han inyectado aproximadamente 0.76 volúmenes porosos, se alcanza un máximo de corte de aceite para la concentración de polímero y surfactante, se miden valores de 213 ppm y 30 ppm respectivamente. Estas concentraciones corresponden aproximadamente el 10% de la concentración máxima registrada.

Se presenta entonces en los efluentes primero el banco de crudo y posteriormente la formulación SP, a pesar de que la fórmula genera tensiones interfaciales ultrabajas solo se alcanza a recuperar aproximadamente un 35% del crudo residual. Esto puede ser debido a que a lo largo del medio poroso se adsorbe el surfactante, limitando su disponibilidad a medida que transcurre el

desplazamiento. Esto se evidencia al observar que la concentración máxima registrada de surfactante que se mide en los efluentes es de 250 ppm aún cuando la formulación inyectada contiene 5000 ppm. En la figura 4 (b) se observa que, la disminución del corte de aceite después de alcanzado el punto máximo no es abrupta, por lo que se piensa que el gradiente de salinidad usado en el polymer drive, favorece la desorción del surfactante⁴⁷, permitiendo una recuperación parcial de la disponibilidad del surfactante, lo que ayuda a aumentar ligeramente el recobro en esta etapa del proceso. Los resultados y condiciones de este desplazamiento se encuentran en el Anexo G.

Figura 4. Resultados del desplazamiento usando Formulación SP, sin preflujo. Sistema de referencia



(a) Concentración de surfactante y polímero vs VPI, (b) %Corte de aceite y recobro terciario vs VPI.

4.2. Desplazamiento # 1: ÁLCALI

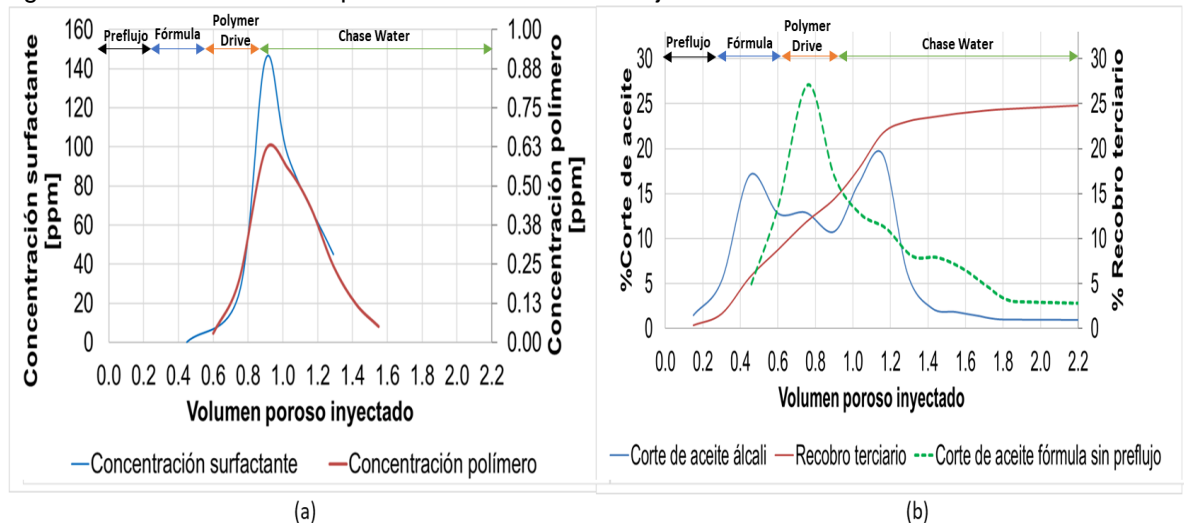
En la figura 5 se muestra la concentración de polímero y surfactante así como el corte de aceite y recobro terciario acumulado en función de los volúmenes porosos

⁴⁷ LEWIS. Op.cit., p.71-81.

inyectados para el experimento en el cual se utiliza, como preflujo, 0.3 VP de una solución de 1000 ppm de NaOH en agua sintética de inyección. La irrupción del banco de aceite es prácticamente simultánea al inicio de la inyección de formulación SP, por lo que se interpreta que el medio continúa siendo mojado al aceite a pesar de estar preconditionado con el álcali. Por esto, la formulación comienza a desplazar el aceite residual en un bloque continuo que es, precisamente por estar en esa condición.

El gradiente de salinidad usado en el polymer drive permite desorber parte del surfactante⁴⁸, causando un sostenimiento más pronunciado en el tiempo del banco de aceite. A pesar de esto, un recobro terciario menor (32%) con respecto al sistema de referencia (35%) pudiera estar asociado a que los surfactantes producidos in-situ por el álcali utilizado en el preflujo, no son precisamente los mejores para promover una condición de mojabilidad favorable, ni tensiones interfaciales ultrabajas. Los resultados y condiciones de desplazamiento se encuentran en el Anexo H.

Figura 5. Resultados del desplazamiento usando Preflujo de Álcali.



(a) Concentración de surfactante y polímero vs VPI, (b) %Corte de aceite y recobro terciario vs VPI.

⁴⁸ LEWIS. Op.cit., p.71-81.

4.3. Desplazamiento # 2: POLÍMERO

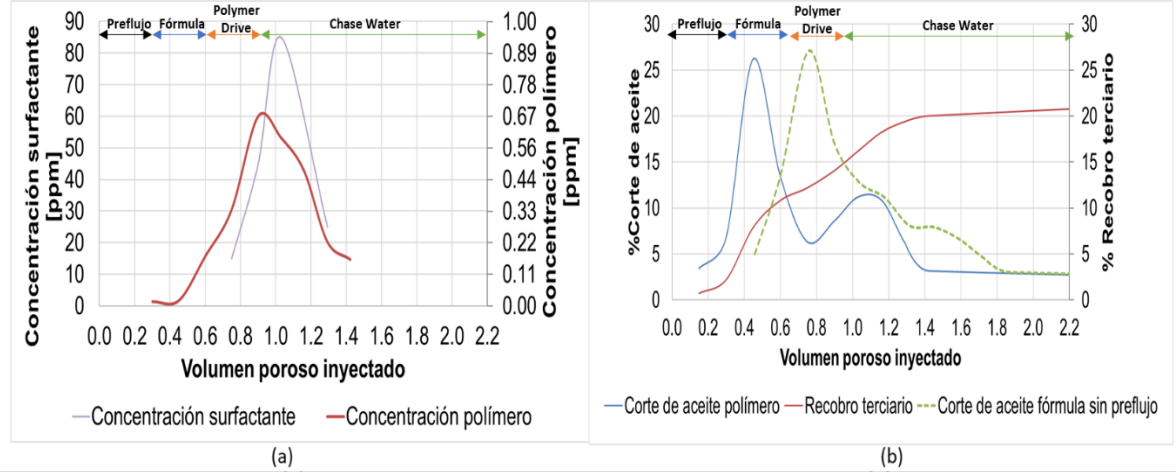
Al utilizar el preflujado FP 3330S se obtuvo un porcentaje de recobro terciario de 27.25%, que comparado con la fórmula sin preflujado, la recuperación de crudo fue menor en un 7.79%.

En la figura 6 se muestra la concentración de polímero y surfactante (6a) así como el corte de aceite y recobro terciario acumulado (6b) en función de los volúmenes porosos inyectados para el experimento en el cual se utiliza, como preflujado, 0.3 VP de una solución de 1255 ppm de polímero en agua sintética de inyección. Un máximo de concentración de polímero se mide después de 0.9 VPI y un pico de concentración de surfactante se observa después de 1.03 VPI como se observa en la figura 6 (a).

En la figura 6 (b), se puede observar que, de manera similar que en el experimento anterior en el cual se utilizó álcali como preflujado, el banco de aceite irrumpe casi al mismo tiempo que se inyecta la formulación SP, probablemente por la misma razón que explicaría un menor recobro obtenido con respecto al sistema de referencia. También se comenta que, por alguna razón, no se pudo observar el efecto esperado con el uso de polímero en el preflujado, que consistía en una reducción de la dispersión hacia delante de la formulación, por lo que se atenuó su avance en bloque y por consiguiente su efectividad.

Adicionalmente el incremento de la viscosidad producido por una mayor concentración de polímero en el sistema retarda la difusión del surfactante hacia la interfase agua-crudo, desfavoreciendo la obtención oportuna de las condiciones adecuadas para un mayor recobro. Un segundo máximo en el corte de aceite observado después de 1.03 VPI, posiblemente es debido al efecto del gradiente de salinidad usado con el polymer drive. Los resultados y condiciones de desplazamiento se encuentran en el Anexo I.

Figura 6. Resultados del desplazamiento usando Preflujo de Polímero.



(a) Concentración de surfactante y polímero vs VPI, (b) %Corte de aceite y recobro terciario vs VPI.

4.4. Desplazamiento # 3: SURFACTANTE ANIÓNICO

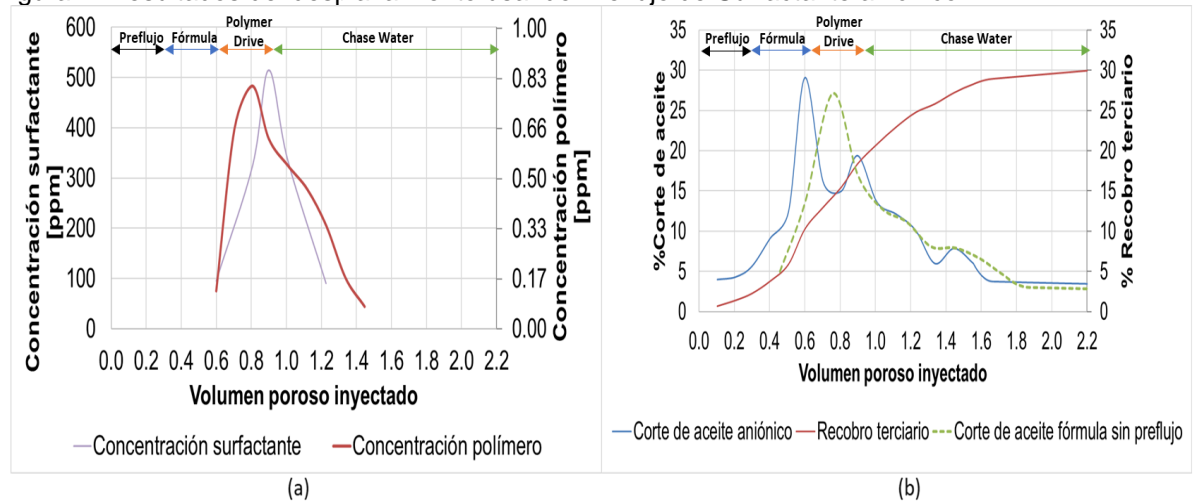
Al utilizar un preflujo que contiene 1000 ppm de surfactante aniónico, dodecil benceno sulfonato de sodio (SDBS), en agua sintética de inyección, se obtuvo un porcentaje de recobro terciario de 42.74%, que comparado con el sistema de referencia, fue mayor en un 7.70%.

En la figura 7 se muestra la concentración de polímero y surfactante (7a) así como el corte de aceite y recobro terciario acumulado (7b) en función de los volúmenes porosos inyectados para el experimento en el cual se utiliza, como preflujo, 0.3 VP de una solución de surfactante aniónico. Una mayor cantidad de surfactante en los efluentes, con respecto al sistema de referencia, puede deberse no solo a la reducción de la adsorción de los surfactantes de la formulación sino al hecho de que el método de caracterización de surfactante por el azul de metileno, no discrimina el SDBS usado en el preflujo del surfactante de la formulación.

De los resultados obtenidos (Anexo J) se puede observar que la recuperación de crudo con uso del preflujo SDBS fue mayor en comparación con el sistema de

referencia (sin preflujo), Es posible que el SDBS hubiese interactuado con el medio poroso promoviendo una condición favorable de mojabilidad. Esto puede interpretarse a partir del hecho de que la irrupción del banco de aceite fue un poco más tardía con respecto a los experimentos en los que se utilizó álcali o polímero en el preflujo. Esto podría ser consecuencia de la necesidad de ir juntando glóbulos discontinuos de aceite residual (característico de condición más favorable de mojado) para poder crear el banco de aceite. Se logran entonces acumular un banco con mayor saturación de aceite y por tanto una mayor eficiencia, lo cual es potenciado por el gradiente de salinidad del polymer drive el cual desorbe el surfactante, permitiendo que exista más disponibilidad de surfactante en el sistema por mayor cantidad de tiempo durante el proceso. En consecuencia, el porcentaje de recuperación de aceite es mayor al usar este preflujo.

Figura 7. Resultados del desplazamiento usando Preflujo de Surfactante aniónico.



Concentración de surfactante y polímero vs VPI, (b) %Corte de aceite y recobro terciario vs VPI.

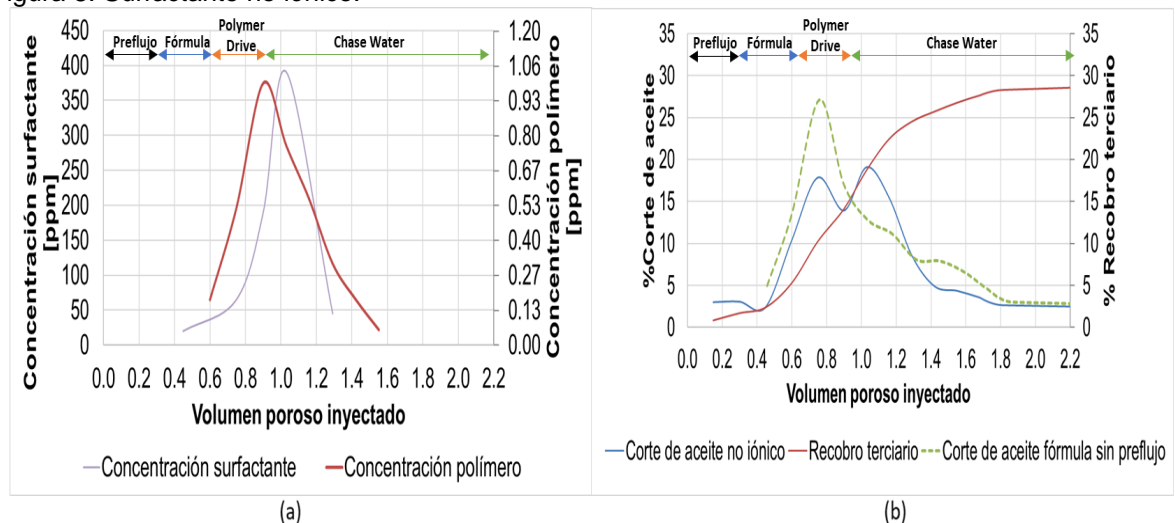
4.5. Desplazamiento # 4: SURFACTANTE NO IÓNICO

La acción esperada de un surfactante no iónico en un preflujo, como el Novel TDA 25-12 utilizado en este experimento, es como inhibidor de adsorción y como

agente de cambio de mojabilidad, lo que teóricamente permitiría acondicionar el sistema para que la formulación actúe más eficientemente. En este experimento se obtuvo un porcentaje de recobro terciario de 32.89%, que comparado con el sistema de referencia, fue menor en un 2.14% aproximadamente.

En la figura 8 es posible observar un corte de aceite ligeramente sostenido alrededor de 15-20%. Una curiosidad de este ensayo es que el corte de aceite aún se encuentra relativamente alto cuando se alcanza el pico de concentración de los componentes de la fórmula.

Figura 8. Surfactante no iónico.



(a) Concentración de surfactante y polímero vs VPI, (b) %Corte de aceite y recobro terciario vs VPI.

Un menor factor de recobro terciario obtenido es posiblemente debido a que el surfactante del preflujo hubiese producido un desbalance de la afinidad hidrofílica - lipofílica optimizada de la formulación, por lo que no se tendrían tensiones ultrabajas requeridas para un desplazamiento más eficiente. Los resultados y condiciones de desplazamiento se encuentran en el Anexo K.

4.6. COMPARACIÓN DE RESULTADOS

4.6.1. Comparación del porcentaje de recobro terciario. En la tabla 1 se evidencia que el preflujo que obtuvo mayor porcentaje de recobro terciario fue el surfactante aniónico (SDBS) alcanzando un 42.74%.

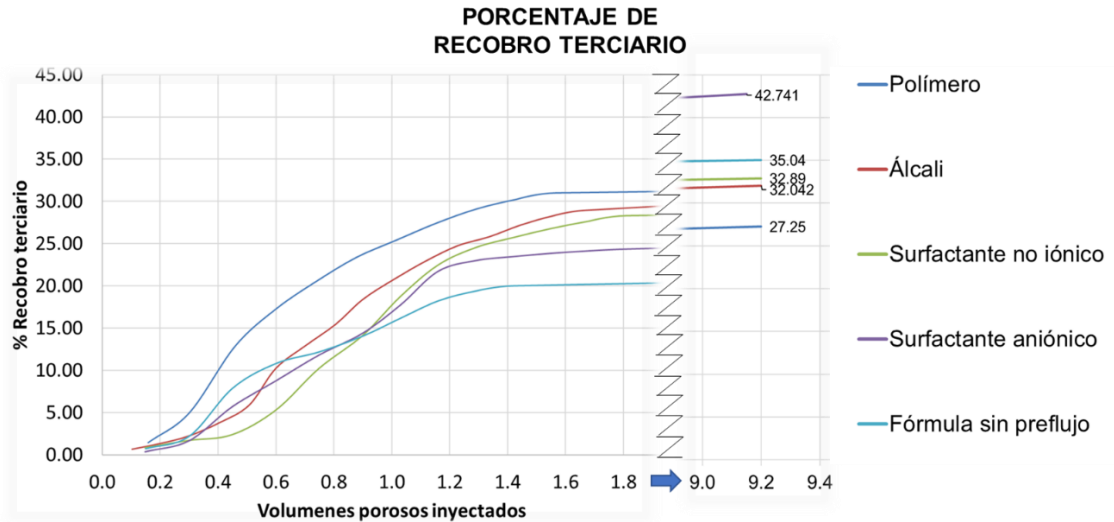
Tabla 1. Porcentaje de recobro terciario.

Desplazamiento	Polímero	Álcali	Surfactante no iónico	Surfactante aniónico	Fórmula sin preflujo
%TOR	27.25	32.04	32.89	42.74	35.04

En la figura 9 se observa que el preflujo utilizado que menor recobro terciario permite obtener fue el que contenía polímero (FP 3330S) seguido del preflujo de álcali (NaOH). Muy cerca le sigue el resultado obtenido con el preflujo en el que se utilizó el surfactante no iónico. Todos estos permitieron recuperar una menor cantidad de crudo residual que el sistema de referencia (inyección de formulación SP, sin preflujo), por lo que se puede afirmar que estos preflujos disminuyeron la eficiencia de barrido de la formulación SP por diferentes razones.

La utilización de una solución de 1000 ppm de surfactante aniónico (SDBS) en el agua sintética de inyección, en un bache de 0.3 VP inyectado previo a la formulación SP, permitió recuperar una mayor cantidad de crudo, con respecto al experimento sin preflujo. Esto es probablemente debido a que esta sustancia química, interactuó con el medio poroso y el crudo residual, modificando ligera pero favorablemente la mojabilidad. De manera sinérgica, el gradiente de salinidad utilizado durante la inyección del polymer drive, promueve la desorción de surfactante, permitiendo que, de manera global, exista una mayor disponibilidad de surfactante actuando para movilizar crudo residual.

Figura 9. Porcentaje de recobro terciario acumulado en función de los volúmenes porosos inyectados desde el fin del *waterflooding*, para cada uno de los desplazamientos realizados en este estudio

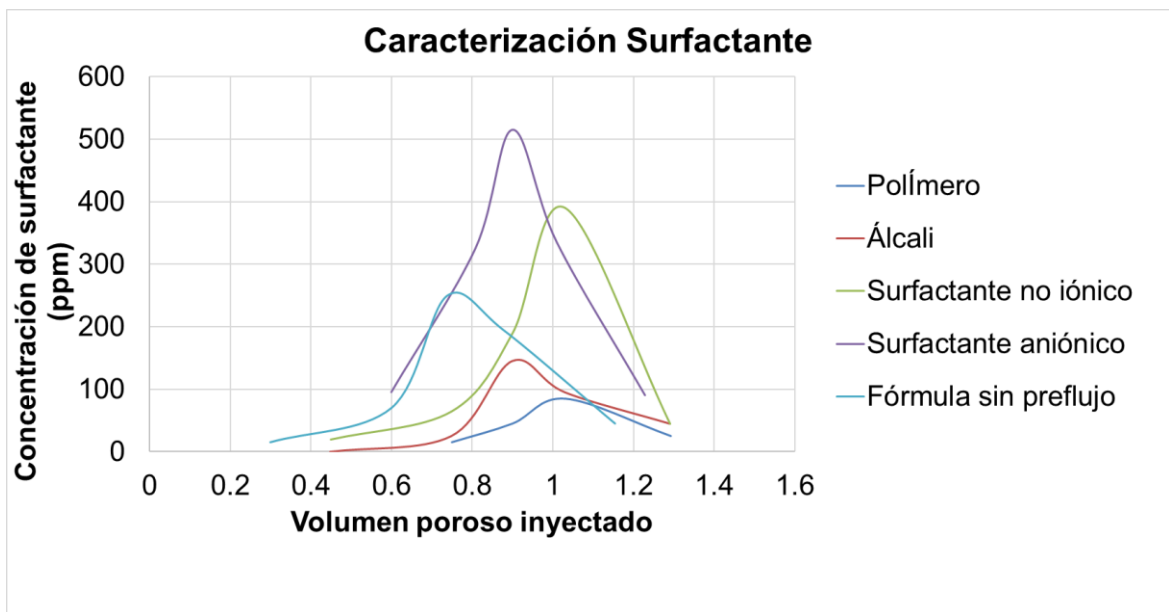


4.6.2. Comparación de las curvas de concentración de surfactante. Mediante la determinación de la concentración de surfactante y polímero contenido en las fracciones de efluentes, se pudiera pretender explicar los fenómenos que ocurren dentro del medio poroso.

La figura 10 muestra los perfiles de concentración de surfactante de cada uno de los desplazamientos. El área bajo la curva corresponde a la cantidad de surfactante presente en los efluentes, de tal manera que se puede saber en cuales casos se queda más o menos surfactante retenido en el medio poroso.

Al comparar los perfiles de surfactante de los distintos desplazamientos, es posible afirmar que la cantidad de surfactante que sale cuando se utilizan los preflujos de surfactante aniónico (SDBS) y no-iónico (TDA 25-12) es mayor, razón por lo cual presentan menor adsorción. Por otro lado, los preflujos de polímero (FP 3330S) y álcali (NaOH) presentan una menor área bajo la curva y en consecuencia su adsorción fue mayor.

Figura 10. Concentración de surfactante en el efluente en función de los volúmenes porosos inyectados para cada uno de los desplazamientos realizados en este estudio



5. CONCLUSIONES

Al utilizar el álcali (1000 ppm NaOH) en un preflujó, se generan surfactantes in situ que no favorecen, la obtención de las condiciones adecuadas para una mayor eficiencia de la formulación SP y por tal motivo el resultado conseguido en la recuperación terciaria fue menos efectivo al compararlo con el sistema de referencia.

Cuando se usó el polímero (1255 ppm de FP 3330S) en un preflujó, no se obtuvo el efecto esperado de reducir la dispersión del surfactante hacia adelante. Adicionalmente el incremento de la viscosidad retarda la difusión del mismo hacia la interfase agua-crudo, desfavoreciendo la obtención oportuna de las condiciones adecuadas para un mayor recobro.

Con el preflujó de surfactante no-iónico (1000 ppm Novel TDA 25-12) se disminuye la adsorción de los surfactantes presentes en la fórmula, lo que sugiere que actúa como inhibidor de adsorción. Sin embargo, al entrar en contacto con la fórmula SP pudo haber hecho que la misma perdiese el balance hidrofílico - lipofílico optimizado para obtener tensiones interfaciales ultrabajas y, por lo tanto, el porcentaje de recobro en comparación con el sistema de referencia fue menor.

Cuando se utilizó el surfactante aniónico (1000 ppm de SDBS) en un preflujó, probablemente actuó como un agente de sacrificio y modificó ligera pero favorablemente la mojabilidad, lo cual permitió obtener un mayor porcentaje de recobro terciario en comparación con el sistema de referencia.

Al comparar los resultados obtenidos en este estudio, se concluye que, entre las sustancias químicas evaluadas, el preflujó que contiene el surfactante aniónico (SDBS) permitió obtener un mayor porcentaje de recobro terciario, lo cual constituye un nuevo aporte que sirve para mejorar el entendimiento y optimización de los procesos de recobro mejorado de petróleo.

BIBLIOGRAFÍA

- ACEVEDO, S, *et al.* Dynamic interfacial tensión measurement of heavy crude oil-alkaline systems.1999. p. 309-317.
- AGUILLON DUARTE, Javier Orlando; GARCÍA RIBERO, Fredy Joane. Sistema experto para la selección técnica de un método de recobro mejorado para un campo de crudo. Trabajo de grado. Universidad industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. 2004. p 6-7.
- ALI, Saeedi; NEGIN, Cheegenizadeh y XIE, Quan. Most common Surfactants Employed in Chemical Enhanced Oil Recovery. Petroleum. 2017. p. 15-24.
- Anónimo. Permeabilidad y productividad de pozos petroleros [en línea]. 2013. (Recuperado el 29 de junio de 2018). Disponible en: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/permeabilidad-productividad-pozos-petroleo/>
- AROKORHOLDINGS I. Tridecyl Alcohol Ethoxylate. Chemicalland. 2013.
- BAVIERE, M., *et al.* Improved EOR by use chemicals in combination. PE Reservoir Engineering. 1995. p 187-193
- DENG, Young. Effect of dilute alkaline on the interfacial properties of heavy oil. Tesis de maestria. Canadá: Universidad Dalhousie. Facultad de ingeniería, 2012, p. 29-30
- FORTENBERRY, Robert; PEARSON, Suniga y TRINE, Eric. Chemical EOR for offshore platforms Using a Novel Chemicals radient Design. Society of Petroleum Engineers. Texas. 2015. p. 1-2
- HOVENDICK, M. Development and results of the hale/mable leases cooperative polymer EOR injection Project, vacuum. SPE Reservoir Engineering. 1989. p 363-372

- KHAN, M., ISLAM, M. The petroleum Engineering Handbook: Sustainable Operations. Houston: Gulf Publishing Company, 2007. p. 273-275. ISBN 978-1-933762-12-8
- LAKE, Larry W. Enhanced oil recovery. Prentice Hall PTR, 1996.
- LARSON, R. G., DAVIS, H. T., y SCRIVEN, L. E. Elementary Mechanisms of Oil Recovery by Chemical Methods. Tech, 1982. p. 243-257.
- LEWIS, Chris. Field Demonstration of alkaline surfactant polymer floods in Mature Oil Reservoirs, Brookshire Dome, Texas: Universidad de Texas Austin. 2012. p. 71-81.
- LIN, Mei, et al. Interfacial properties of Daqing crude oil-alkaline system. China. 2011. p. 93-96.
- LIU, Shunhua, et al. Alkaline/Surfactant/Polymer processes: wide range of conditions for good recovery. SPE Journal. 2010. p 1-2.
- MAYA, Gustavo, *et al.* Estatus de la recuperación mejorada de petróleo en Colombia. ECOPEPETROL S.A. p.2
- MUHAMMAD, Daud, et al. The use of lignosulfonate as sacrificial agent to reduce the adsorption of surfactant onto kaolin. Malaysia: Petroleum Engineering Department. 2009. p. 1-7
- PANTHI, Krishna; MOHANTY, Kishore K. Effect of alkaline preflush in an Alkaline-Surfactant-Polymer flood. ACS publications. 2013. p 1-2.
- PUGA LAGOS, Patricio Eduardo. Estudio experimental del coeficiente de permeabilidad en arenas. Trabajo de grado. Universidad católica de la santísima concepción. Facultad de ingeniería. 2012. p. 13.
- SALAGER, Jean-Louis. Recuperación Mejorada del Petróleo. Mérida: Universidad de los Andes. Facultad de ingeniería, 2005 p. 4
- SANCHEZ MEDINA, Eustaquio. Recuperación mejorada por inyección de álcali, surfactante y polímero (ASP). Tesis de maestría. México: Universidad nacional autónoma de México. Facultad de ingeniería, 2010, p. 10.

- SHARMA, G y MOHANTY, K. Wettability Alteration in High-Temperature and High-Salinity Carbonate Reservoirs. 2013
- SHUTANG, G., HUABIN, L., y HONGFU, L. Laboratory Investigation of Combination of Alkali/Surfactant/Polymer technology for Daqing EOR. SPE Reservoir Engineering. 1995. P 194-197
- SILVA, Angel. Métodos de recuperación mejorada (EOR) [En línea]. La comunidad del petróleo. 2017. (Recuperado el 28 de junio de 2018). Disponible en: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2008/12/metodos-de-recuperacion-mejorada-eor.html>
- STOSUR, George J, et al. The alphabet soup of IOR, EOR and AOR: effective communication requires a definition of terms. Paper SPE 84908. 2003.
- SUBAGYA, Agus. Chemical flooding injection EOR. 2012. (Recuperado el 28 de junio de 2018). Disponible en: <http://oilgas-training.blogspot.com/2012/09/chemical-flooding-chemical-injection-eor.html>
- TABER, J. J., MARTIN, F. D., SERIGHT, R. S. EOR Screening Criteria Revisited –Part 2: Applications and Impact of Oil Prices. 1997.
- TABER, J., y SERIGHT, R. EOR Screening criteria revisited –Part 1: Introducing to screening criteria and Enhanced Recovery Fields Projects. SPE Reservoir Engineering, 1997. p.189-198.
- TROMBETTA, Juan; NORMAN, Chuck. El uso de surfactante en proyectos de recuperación terciaria. Tiorco. 2007. p 1-2.
- VERDUZCO, Rafael, et al. Sacrificial agent for reducing adsorption of anionic surfactants. SPE international. 2013. p 1.
- WILLHITE, G. Waterflooding. SPE Textbook series Vol 3. 1986.

ANEXOS

Anexo A. Optimización del tridecanol etoxilado (TDA).

Para el uso de TDA como preflujado, se optimiza el número de unidades de óxido de etileno (EO) presentes en el compuesto, mediante la medición de la tensión interfacial para 3, 6, 9 y 12 número de unidades de óxido de etileno a una concentración de 500 ppm. Posteriormente se inyecta la solución de TDA en el capilar junto con una gota de crudo, se lleva al tensiómetro que se encuentra a una temperatura de 25°C, y se espera 15 minutos hasta que el sistema se estabilice, una vez cumplido el tiempo es posible obtener las revoluciones por minuto (rpm) y la longitud de estiramiento de la gota de crudo, para esto se debe tener en cuenta una la relación de $L/D \geq 4$ en la gota de crudo, para el caso presente se estandarizó para todas las medidas como $L/D = 4$.

Los valores obtenidos para cada TDA fueron los siguientes:

- | | |
|---|---|
| • TDA 3
Rpm: 9066
Diámetro: 1.48 mm | • TDA 9
Rpm: 8091
Diámetro: 1.24 mm |
| • TDA 6
Rpm: 8925
Diámetro: 1.31 mm | • TDA 12
Rpm: 6385
Diámetro: 1.37 mm. |

El tensiómetro utilizado se rige por el mecanismo de la gota giratoria, por esta razón la tensión interfacial se calcula de la siguiente manera según Vonnegut (Ecuación 8)⁴⁹.

⁴⁹ SALAGER, Jean Louis. Principio del tensiómetro de la gota giratoria. Mérida: Universidad de los Andes. Facultad de ingeniería, 2005 p. 3.

$$\sigma = \Delta\rho * \omega^2 * Rm^3/4$$

Ecuación 8

Dónde: σ tensión interfacial (N/m), $\Delta\rho$ diferencial de densidad (Kg/m³), ω velocidad radial (rad/s), Rm radio de la gota de crudo (m).

Cálculo representativo para hallar la tensión interfacial del TDA 3

Datos:

$$\rho_o = 890 \text{ Kg/m}^3$$

$$\rho_w = 997 \text{ Kg/m}^3$$

$$\omega = 949.39 \text{ rad/s}$$

$$Rm = 7 \times 10^{-4} \text{ m}$$

El valor de la tensión interfacial se calcula mediante la ecuación 8 según Vonnegut.

$$\sigma = \Delta\rho * \omega^2 * Rm^3/4$$

$$\sigma = (997 - 890) * (949.39)^2 * (7 * 10^{-4})^3/4$$

$$\sigma = 9.77 * 10^{-3} \text{ N/m}$$

$$\sigma = 9.77 \text{ mN/m}$$

Entonces el valor de la tensión interfacial para el TDA 3 es de $9.77 \frac{mN}{m}$.

Los datos y los resultados de la tensión interfacial para cada uno de los TDA (3, 6, 9 y 12) se encuentran resumidos en las tablas 2 y 3 respectivamente y se ilustra en la figura 11 la medición de la tensión interfacial.

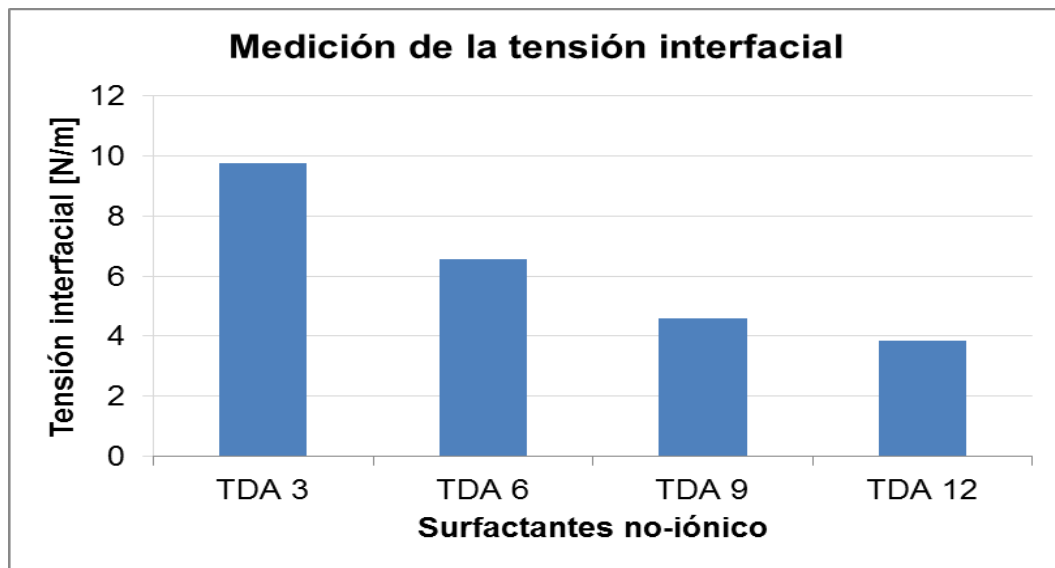
Tabla 2. Datos del TDA (3, 6, 9 y 12).

Datos	TDA 3	TDA 6	TDA 9	TDA 12
Velocidad angular (Rad/s)	949.39	934.62	847.29	668.64
Diámetro (mm)	1.48	1.31	1.24	1.37
Radio (m)	0.0007	0.0007	0.0006	0.0007
Densidad del crudo (Kg/s)	890.00	890.00	890.00	890.00
Densidad del agua (Kg/s)	997.00	997.00	997.00	997.00

Tabla 3. Valor de la tensión interfacial para el TDA (3, 6, 8 y 12).

Surfactante aniónico	Tensión interfacial (N/m)	Tensión interfacial (mN/m)
TDA 3	0.00977	9.77
TDA 6	0.00657	6.57
TDA 9	0.00458	4.58
TDA 12	0.00384	3.84

Figura 11. Medición de la tensión interfacial.



Anexo B. Procedimiento de construcción del contenedor del medio poroso (SandPack).

Materiales:

1. Conectores Swagelok.
2. Resina epóxica.
3. Adaptadores machos.
4. Conectores hembra.
5. Pegante de PVC.
6. Limpiador de PVC tubo de plexiglás (polimetilmetacrilato).
7. Taladro.

El contenedor del empaque de arena consiste en un tubo de plexiglás (diámetro interno 1.905 cm, longitud 30 cm).

Elaboración de 2 tapas conectoras.

1. Perforar los adaptadores hembra en un extremo con la ayuda de un taladro con el diámetro preciso para asegurar los conectores Swagelok.
2. Roscar los conectores Swagelok de 1/8 pulgada en las perforaciones de los conectores hembra.
3. Rellenar con resina epóxica el interior de los conectores hembra, de tal forma que el espacio poroso corresponda solamente a la parte de los tubos y asegurar una superficie completamente plana.

Nota: Estas tapas son reutilizables para todos los desplazamientos.

Elaboración del tubo de plexiglás conector

1. Limpiar los extremos del tubo de plexiglás y los adaptadores machos con solución limpiadora de PVC.

2. Pegar cuidadosamente los adaptadores machos al tubo de plexiglás.

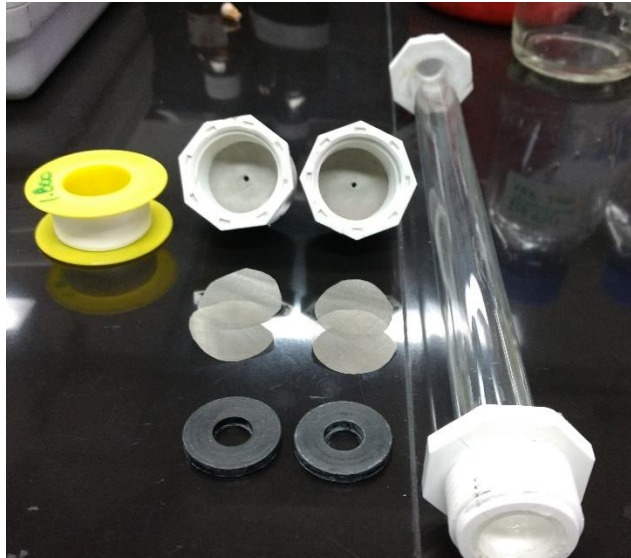


Imagen 1. Materiales para la construcción del SandPack.

Anexo C. Empaquetamiento de la mezcla Arena/ Arcilla.

Materiales

1. Arena Ottawa de referencia 80/100 (Arena que pasa por la malla 80 y se queda en la malla 100).
2. Caolín.
3. Espátula.
4. Balanza Ohaus Explorer EX2202 (Capacidad 2200 g, resolución 0.01 g).
5. Vaso de precipitado plástico.
6. Mallas 120/140.
7. Empaques de caucho (O-ring).
8. Embudo.

Preparación de la mezcla Arena/ Arcilla

El material con el cual se construye el medio poroso consiste en una mezcla de arena de referencia Ottawa 80/100 con caolín al 5% en peso. Para cada desplazamiento se prepara 150 g de esta mezcla de la siguiente manera: 7.5 g de caolín y 142.5 g de arena Ottawa de referencia 80/100. Estos se depositan en un vaso de precipitado y mediante el uso de una espátula se homogeniza completamente.

Empaquetamiento de la mezcla arena/arcilla

1. En ambas tapas conectoras elaboradas (Anexo B) se debe ubicar la malla 140, malla 120 y el empaque de caucho en esa secuencia.
2. Colocar teflón en los conectores machos ubicados en el tubo de plexiglás para evitar posibles fugas.



Imagen 2. Sandpack arena Ottawa 80/100.

3. Roscar una de las tapas conectoras a uno de los extremos del tubo de plexiglás.
4. Ubicar verticalmente con el extremo superior abierto
5. Introducir 10 g de arena Ottawa 80/100 para evitar taponamientos.
6. Introducir lentamente la mezcla arena/caolín con ayuda de un embudo asegurándose de compactarla periódicamente hasta que casi rebose el tubo.
7. Introducir 10 g de arena Ottawa 80/100 en el extremo superior para evitar taponamientos.
8. Roscar la tapa conectora junto con las mallas 120/140 y el empaque de caucho al extremo superior.

Anexo D. Resultados de propiedades.

Tabla 4. Notación.

NOTACIÓN	
Número	Preflujo usado
1	POLÍMERO
2	ÁLCALI
3	SURFACTANTE NO IÓNICO
4	SURFACTANTE ANIÓNICO
5	FÓRMULA SIN PREFLUJO

Tabla 5. Porosidad.

Porosidad	1	2	3	4	5	Promedio
	0.47	0.47	0.47	0.56	0.44	0.48

Tabla 6. Volumen poroso.

Volumen poroso (cm3)	1	2	3	4	5	Promedio
	40.10	40.47	40.30	48.09	37.94	41.38

Tabla 7. Permeabilidad.

Permeabilidad	1	2	3	4	5	Promedio
	9029.20	14389.16	12038.93	12454.07	13133.38	12208.95

Tabla 8. Saturación residual después de la inyección de salmuera.

% SORW	1	2	3	4	5	Promedio
	69.0	62.9	54.0	61.6	54.3	60.4

Anexo E. Caracterización del polímero

Este procedimiento se emplea para determinar la concentración de polímero presente en cada una de las muestras (viales), según el instructivo GTN-I-1483 elaborado por Ecopetrol.

Equipos y materiales:

1. Frascos schott de 250 mL.
2. Celdas de 25 mL para el espectrofotómetro.
3. Espectrofotómetro.
4. Micropipetas.

Reactivos

1. Ácido acético glacial
2. Agua destilada tipo I
3. Polímero
4. Hipoclorito de sodio al 5%.

Para la preparación del reactivo se requiere 6% de ácido acético, 20% de hipoclorito de sodio y 74% de agua destilada tipo I. Es decir que, si se va a preparar 100 mL de solución, se debe adicionar 6.0 mL de ácido acético glacial en un balón aforado de 100 mL. Sobre éste adicionar cuidadosamente 20 mL de hipoclorito sódico al 5.0 % y aforar con agua tipo I hasta 100 mL.

Determinación de la curva de calibración

1. Preparar soluciones patrón de polímero FP 3330S desde 40 hasta 500 ppm.
2. Determinar el valor para la fórmula sin preflujo: tomar 5mL de agua destilada, agregar 4.5mL del reactivo polímero, tapar y dejar reposar por 5 minutos.

3. Trascurridos los 5 minutos agitar 10 veces suavemente y dejar reposar nuevamente por 3 minutos.
4. Ubicar la celda en el espectrofotómetro y medir la absorbancia.
5. Repetir los pasos 2-4 con las soluciones patrón de polímero: 4.5 mL de reactivo polímero y 5 mL de muestra.
6. Registrar los valores en un programa nuevo y generar la curva de calibración.

La curva de calibración que se obtuvo para el polímero fue la siguiente:

$$C = 4.778 + 253.14 * A$$

Ecuación 9

Dónde: C, concentración A, absorbancia

Procedimiento para determinar la concentración del polímero FP 3330S

1. Tomar 5 mL de muestra de concentración desconocida
2. Agregar 4.5 mL de reactivo polímero y dejar reposar durante 5 minutos
3. Trascurridos los 5 minutos agitar suavemente 10 veces y dejar reposar nuevamente durante 3 minutos.
4. Ubicar la celda en el espectrofotómetro y medir la absorbancia de la muestra
5. Si la muestra llegara a superar los 600 ppm, el valor de la muestra quedaría fuera del rango de medición por lo tanto se debe diluir la muestra y realizar nuevamente la medición como se mencionó anteriormente.

Nota: Cada una de las muestras fueron diluidas 10 veces, por lo tanto, la concentración medida en el espectrofotómetro es necesario multiplicarla por 10 para obtener el valor real de la concentración de polímero presente en las muestras.

Los datos obtenidos en la caracterización del polímero de cada desplazamiento son:

Tabla 9. Caracterización del polímero para el preflujo del polímero.

Desplazamiento 1: Polímero			
Muestra	Nombre	Concentración medida (ppm)	Concentración real (ppm)
0	Cero	4.82	48.20
1	2Pf-P	5.86	58.60
2	1F-P	7.47	74.70
3	2F-P	70.67	706.70
4	1PD-P	137.15	1371.50
5	2PD-P	270.16	2701.60
6	1CW-P	239.58	2395.80
7	2CW-P	191.90	1919.00
8	3CW-P	91.63	916.30
9	4CW-P	66.00	660.00

Tabla 10. Caracterización del polímero para el preflujo del álcali.

Desplazamiento 2: Álcali			
Muestra	Nombre	Concentración medida (ppm)	Concentración real (ppm)
0	Cero	4.79	47.90
1	2F-AL	12.12	121.20
2	1PD-AL	80.73	807.30
3	2PD-AL	249.26	2492.60
4	1CW-AL	225.24	2252.40
5	2CW-AL	175.00	1750.00
6	3CW-AL	99.41	994.10
7	4CW-AL	50.15	501.50
8	5CW-AL	21.07	210.70

Tabla 11. Caracterización del polímero para el preflujo del surfactante no iónico.

Desplazamiento 3: Surfactante no iónico			
Muestra	Nombre	Concentración medida (ppm)	Concentración real (ppm)
0	Cero	4.76	47.60
1	2F-S N I	69.97	699.70
2	1PD-S N I	211.88	2118.80
3	2PD-S N I	404.94	4049.40
4	1CW-S N I	308.14	3081.40
5	2CW-S N I	224.48	2244.80
6	3CW-S N I	126.04	1260.40
7	4CW-S N I	70.44	704.40
8	5CW-S N I	23.52	235.20

Tabla 12. Caracterización del polímero para el preflujo del surfactante aniónico.

Desplazamiento 4: Surfactante aniónico			
Muestra	Nombre	Concentración medida (ppm)	Concentración real (ppm)
0	Cero	4.81	48.10
1	3F-SAN	51.14	511.40
2	1PD-SAN	268.69	2686.90
3	2PD-SAN	326.14	3261.40
4	3PD-SAN	255.19	2551.90
5	1CW-SAN	219.18	2191.80
6	2CW-SAN	187.79	1877.90
7	3CW-SAN	138.42	1384.20
8	4CW-SAN	68.67	686.70
9	5CW-SAN	30.12	301.20

Tabla 13. Caracterización del polímero para la fórmula sin preflujo.

Desplazamiento 5: Fórmula sin preflujo			
Muestra	Nombre	Concentración medida (ppm)	Concentración real (ppm)
0	Cero	4.78	47.80
1	2PD-Bla	227.44	2274.40
2	1CW-Bla	348.21	3482.10
3	2CW-Bla	247.43	2474.30
4	3CW-Bla	188.41	1884.10
5	4CW-Bla	73.36	733.60
6	5CW-Bla	23.66	236.60

Anexo F. Caracterización del surfactante.

Este procedimiento se emplea para determinar la concentración de surfactantes presentes en la muestra, cabe aclarar que este método no identifica por separado cada surfactante, si no, la concentración de estos como mezcla. Este proceso esta estandarizado por la norma ASTM 5540C.

Equipos y materiales

1. Balón aforado de 200 mL y 500 mL
2. Azul de metileno en polvo
3. Agua destilada
4. Ácido sulfúrico 6N
5. Sodium Dihydrogen Phosphate Monohydrate
6. Cloroformo
7. Espectrofotómetro
8. Celdas de 25 mL para el espectrofotómetro
9. Micropipetas
10. Probetas de 25 mL
11. Balanza Ohaus Explorer EX2202 (Capacidad 2200 g, resolución 0.01 g)
12. Frascos Schott de 50 mL

Preparación del azul de metileno a 1mg/mL.

Para la preparación del azul de metileno se requiere 0.25g de azul de metileno en polvo y 250 mL de agua destilada. Inicialmente se pesan los gramos de azul de metileno en la balanza, posteriormente se introducen los gramos de azul de metileno un vaso precipitado y se afora con agua destilada hasta obtener 250 mL de solución.

Preparación del reactivo de azul de metileno.

Para la preparación del reactivo de azul de metileno se necesita un balón aforado de 200 mL.

1. Agregar 6 mL de azul de metileno concentrado (1mg/mL).
2. Se agregan 100 mL de agua destilada.
3. Se agregan 8.2 mL de ácido sulfúrico 6N (H_2SO_4).
4. Se introducen 10g de Sodium Dihydrogen Phosphate Monohydrate ($NaH_2PO_4 \cdot H_2O$).
5. Se agita y se afora con agua destilada hasta 200 mL.



Imagen 3. Reactivo azul de metileno.

Solución Lavadora

Para la preparar la solución lavadora se necesita un balón aforado de 500 mL.

1. Agregar aproximadamente 250 mL de agua destilada.
2. Añadir 21.5 mL de ácido sulfúrico 6N (H_2SO_4).
3. Agregar 25 g de Sodium Dihydrogen Phosphate Monohydrate ($NaH_2PO_4 \cdot H_2O$).
4. Agitar y aforar hasta 500 mL.

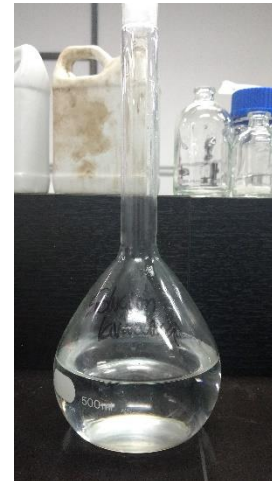


Imagen 4. Solución lavadora.

Curva de calibración

La fórmula SP la cual se encuentra a una concentración de surfactantes de 5000 ppm, se diluye a diferentes partes por millón de la siguiente forma [0, 0.4, 0.8, 1.2,

1.6 y 2] ppm, de tal manera que permita encontrar los diferentes puntos para realizar curva de calibración. Se tomaron las concentraciones de [0 – 2] ppm debido a que el método de azul de metileno es impreciso al trabajar con concentraciones mayores de 2 ppm.

Una vez diluidas cada una de las muestras se procede a realizar el siguiente procedimiento.

1. En un frasco shott de 50 mL se agregan 25 mL de muestra.
2. Agregar 7 mL de reactivo de azul de metileno.
3. Añadir 15 mL de cloroformo.
4. Tapar y agitar fuertemente durante 30 segundos, luego dejar reposar por lo menos 30 segundos las soluciones de los frascos shott.
5. Posteriormente se extrae la fase acuosa y se desecha.
6. Se agregan 12.5 mL de solución lavadora.
7. Se tapan nuevamente los frascos shott y se agita fuertemente durante 30 segundos con el fin de separar nuevamente las fases y se deja reposar durante 30 segundos.
8. Se extrae la fase que se encuentra en el fondo del frasco shott y se deposita en las celdas.
9. Se llevan las muestras depositadas en cada celda al espectrofotómetro.
10. Se leen los valores de absorbancia de cada muestra en el espectrofotómetro, se registran los valores en un nuevo programa y se genera la curva de calibración.

La curva de calibración que se obtuvo para el surfactante fue:

$$C = -0.101 + 0.838 * A$$

Ecuación 10

Dónde: C es la concentración, A es la absorbancia

Procedimiento para determinar la concentración de surfactante.

El procedimiento anteriormente descrito para determinar la curva de calibración es el mismo para determinar la concentración de surfactante presente en las muestras de cada uno de los desplazamientos.

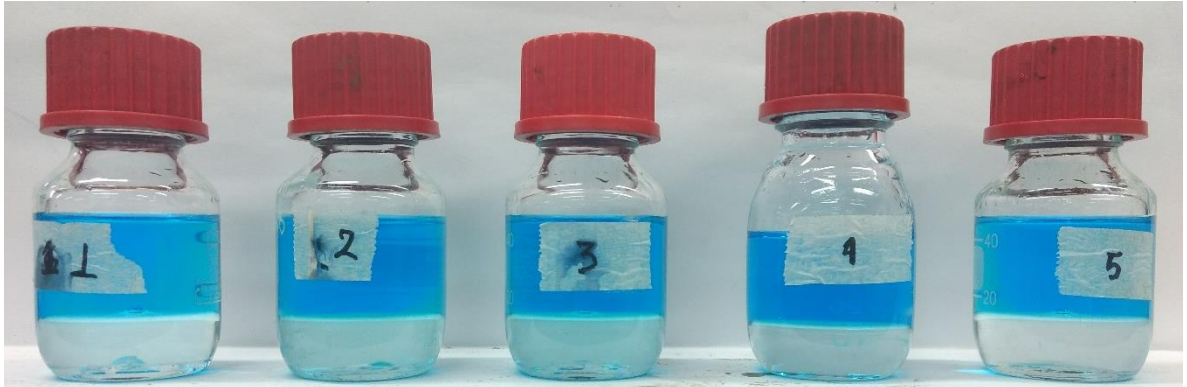


Imagen 5. Caracterización de surfactantes con azul de metileno.

NOTA: Cada una de las muestras fueron diluidas 500 veces, por lo tanto, la concentración medida en el espectrofotómetro es necesario multiplicarla por 500 para obtener el valor real de la concentración de polímero presente en las muestras.

Los datos obtenidos en la caracterización de surfactante presentes en las muestras de cada desplazamiento se pueden observar a continuación.

Tabla 14. Caracterización de surfactante para el preflujo del polímero.

Desplazamiento 1: Polímero				
Muestra	Nombre	Concentración medida [ppm]	Traslado de concentración [ppm]	Concentración real [ppm]
0	cero	-0.10	0.00	0.00
1	1PD-P	-0.07	0.03	15.00
2	2PD-P	-0.01	0.09	45.00
3	1CW-P	0.07	0.17	85.00
4	3CW-P	-0.05	0.05	25.00

Tabla 15. Caracterización de surfactante para el preflujo del álcali.

Desplazamiento 2: Álcali				
Muestra	Nombre	Concentración medida [ppm]	Traslado de concentración [ppm]	Concentración real [ppm]
0	cero	-0.10	0.00	0.00
1	1F-AL	-0.10	0.00	0.00
2	1PD-AI	-0.05	0.05	25.00
3	2PD-AI	0.19	0.29	145.00
4	1CW-AI	0.09	0.19	95.00
5	3 CW-AI	-0.01	0.09	45.00

Tabla 16. Caracterización de surfactante para el preflujo del surfactante no iónico.

Desplazamiento 3: Surfactante no iónico				
Muestra	Nombre	Concentración medida [ppm]	Traslado de concentración [ppm]	Concentración real [ppm]
0	cero	-0.10	0.00	0.00
1	1F-SNI	-0.06	0.04	20.00
2	1PD-SNI	0.03	0.13	65.00
3	2PD-SNI	0.28	0.38	190.00
4	1W-SNI	0.68	0.78	390.00
5	3CW-SNI	-0.01	0.09	45.00

Tabla 17. Caracterización de surfactante para el preflujo del surfactante aniónico.

Desplazamiento 4: Surfactante aniónico				
Muestra	Nombre	Concentración medida [ppm]	Traslado de concentración [ppm]	Concentración real [ppm]
0	cero	-0.10	0.00	0.00
1	3F- SAN	0.09	0.19	95.00
2	2PD- SAN	0.55	0.65	325.00
3	3PD- SAN	0.93	1.03	515.00
4	1CW-SAN	0.57	0.67	335.00
5	3 CW-SAN	0.08	0.18	90.00

Tabla 18. Caracterización de surfactante para la fórmula sin preflujo.

Desplazamiento 5: Fórmula sin preflujo.				
Muestra	Nombre	Concentración medida [ppm]	Traslado de concentración [ppm]	Concentración real [ppm]
0	cero	-0.10	0.00	0.00
1	2F- Bla	-0.07	0.03	15.00
2	2PD-Bla	0.04	0.14	70.00
3	1CW-Bla	0.40	0.50	250.00
4	2CW-Bla	0.29	0.39	195.00
5	4 CW-Bla	-0.01	0.09	45.00

Anexo G. Aplicación de la fórmula sin preflujo.

Tabla 19. Condiciones de desplazamiento de la fórmula sin preflujo.

Saturación con crudo	
Peso del SandPack sin arena (g)	177.97
Peso SandPack con arena (g)	309.77
Sustancia inyectada	Crudo
Tasa de inyección (Q) (mL/ min)	1
Presión final (psi)	55
Volumen inyectado (mL)	37.94
Peso SandPack con crudo (g)	343.54
Waterflooding	
Sustancia inyectada	Agua PIA
Tasa de inyección (Q) (mL/ min)	0.33
Volumen inyectado (mL)	407
Fórmula	
Sustancia inyectada	Fórmula
Tasa de inyección (Q) (mL/ min)	0.33
Volumen inyectado (mL)	11.38
Polymer Drive	
Sustancia inyectada	Polymer Drive
Tasa de inyección (Q)	0.33
Volumen inyectado (mL)	11.38
Chase Water	
Sustancia inyectada	Agua PIA
Tasa de inyección (Q) (mL/ min)	0.33
Volumen inyectado (mL)	421.75

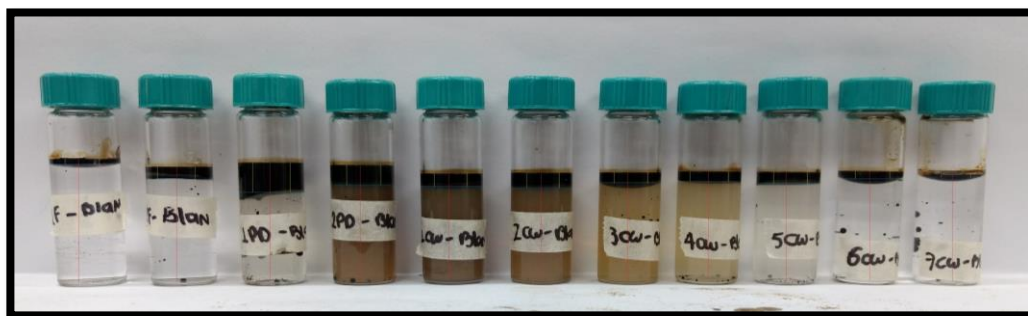


Imagen 6. viales de la fórmula sin preflujo.

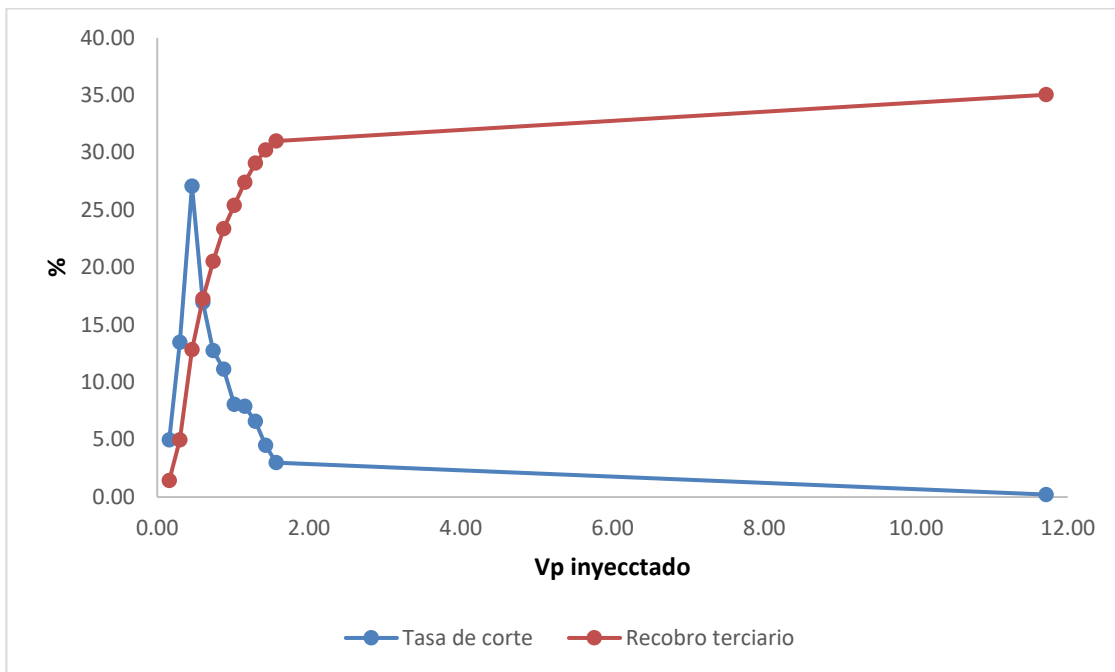
Tabla 20. Volumen de crudo en cada vial de la fórmula sin preflujo.

MUESTRA	Píxeles totales	Píxeles crudo	Volumen total para medición (ml)	Volumen total vial (ml)	Volumen crudo(ml)
1F-BLA	161.00	8.00	6.00	6.00	0.30
2F-BLA	152.00	20.50	5.38	5.38	0.73
1PD-BLA	160.00	43.33	6.00	6.00	1.63
2PD-BLA	158.00	26.80	5.38	5.38	0.91
1CW-BLA	149.00	19.00	5.25	5.25	0.67
2CW-BLA	149.00	16.60	5.25	5.25	0.58
3CW-BLA	152.00	12.25	5.25	5.25	0.42
4CW-BLA	152.00	12.00	5.25	5.25	0.41
5CW-BLA	152.00	10.00	5.25	5.25	0.35
6CW-BLA	156.00	7.00	5.25	5.25	0.24
7CW-BLA	150.00	4.50	5.25	5.25	0.16
8CW-BLA	60.00	10.00	5.00	385.00	0.83

Tabla 21. Recobro terciario de la fórmula sin preflujo.

MUESTRA	VPI	% Corte de aceite	Volumen crudo acumulado	% Recobro
1F-BLA	0.16	4.97	0.30	1.45
2F-BLA	0.30	13.49	1.02	4.96
1PD-BLA	0.46	27.08	2.65	12.85
2PD-BLA	0.60	16.96	3.56	17.27
1CW-BLA	0.74	12.75	4.23	20.52
2CW-BLA	0.88	11.14	4.82	23.35
3CW-BLA	1.02	8.06	5.24	25.41
4CW-BLA	1.15	7.89	5.65	27.42
5CW-BLA	1.29	6.58	6.00	29.09
6CW-BLA	1.43	4.49	6.23	30.23
7CW-BLA	1.57	3.00	6.39	31.00
8CW-SAN	11.72	0.22	7.23	35.04

Figura 12. Corte de aceite y recobro terciario vs Volumen poroso inyectado para la fórmula sin preflujo.



Anexo H. Aplicación del preflujo # 1: Álcali.

Tabla 22. condiciones de desplazamiento del álcali.

Saturación con crudo	
Peso del sandpack sin arena (g)	178.5
Peso sandpack con arena (g)	311.81
Sustancia inyectada	Crudo
Tasa de inyección (Q) (mL/ min)	1.00
Presión final (psi)	50.20
Volumen inyectado (mL)	40.47
Peso sandpack con crudo (g)	347.83
Waterflooding	
Sustancia inyectada	Agua PIA
Tasa de inyección (Q) (mL/ min)	0.33
Volumen inyectado (mL)	405.00
Preflujo	
Sustancia inyectada	NaOH
Tasa de inyección (Q) (mL/ min)	0.33
Volumen inyectado (mL)	12.14
Fórmula	
Sustancia inyectada	Fórmula
Tasa de inyección (Q) (mL/ min)	0.33
Volumen inyectado (mL)	12.14
Polymer Drive	
Sustancia inyectada	Polymer Drive
Tasa de inyección (Q)	0.33
Volumen inyectado (mL)	12.14
Chase Water	
Sustancia inyectada	Agua PIA
Tasa de inyección (Q) (mL/ min)	0.33
Volumen inyectado (mL)	356.75

Tabla 23. volumen de crudo en cada vial del álcali.

MUESTRA	Pixeles totales	Pixeles crudo	Volumen total medición (ml)	Volumen total muestra (ml)	Volumen crudo(ml)
1PF-AL	531.00	8.00	6.00	6.00	0.09
2PF-AL	575.00	31.00	6.14	6.14	0.33
1F-AL	563.00	96.00	6.00	6.00	1.02
2F-AL	577.00	74.00	6.14	6.14	0.79
1PD-AL	557.00	72.00	6.00	6.00	0.78
2PD-AL	573.00	62.00	6.14	6.14	0.66
1CW-AL	495.00	80.00	5.25	5.25	0.85
2CW-AL	481.00	93.00	5.25	5.25	1.02
3CW-AL	485.00	30.00	5.25	5.25	0.32
4CW-AL	475.00	11.00	5.25	5.25	0.12
5CW-AL	481.00	9.00	5.25	5.25	0.10
6CW-AL	499.00	7.00	5.25	5.25	0.07
7CW-AL	484.00	5.00	5.25	5.25	0.05
8CW AL	64.00	25.00	5.00	320.00	1.95

Tabla 24. Recobro terciario álcali

VPI	% Corte de aceite	Volumen crudo acumulado	% Recobro
0.15	1.51	0.09	0.35
0.30	5.39	0.42	1.65
0.45	17.05	1.44	5.67
0.60	12.82	2.23	8.76
0.75	12.93	3.01	11.81
0.90	10.82	3.67	14.42
1.03	16.16	4.52	17.75
1.16	19.33	5.54	21.73
1.29	6.19	5.86	23.01
1.42	2.32	5.98	23.49
1.55	1.87	6.08	23.87
1.68	1.40	6.15	24.16
1.81	1.03	6.21	24.37
9.72	0.61	8.16	32.04

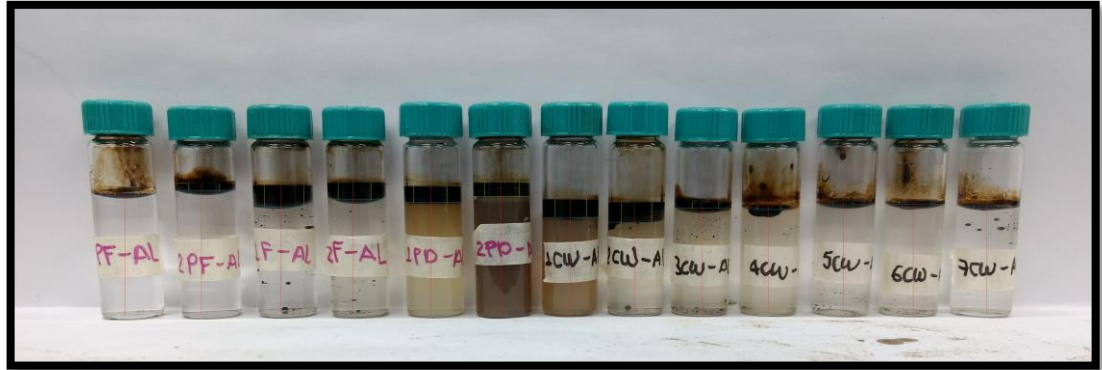
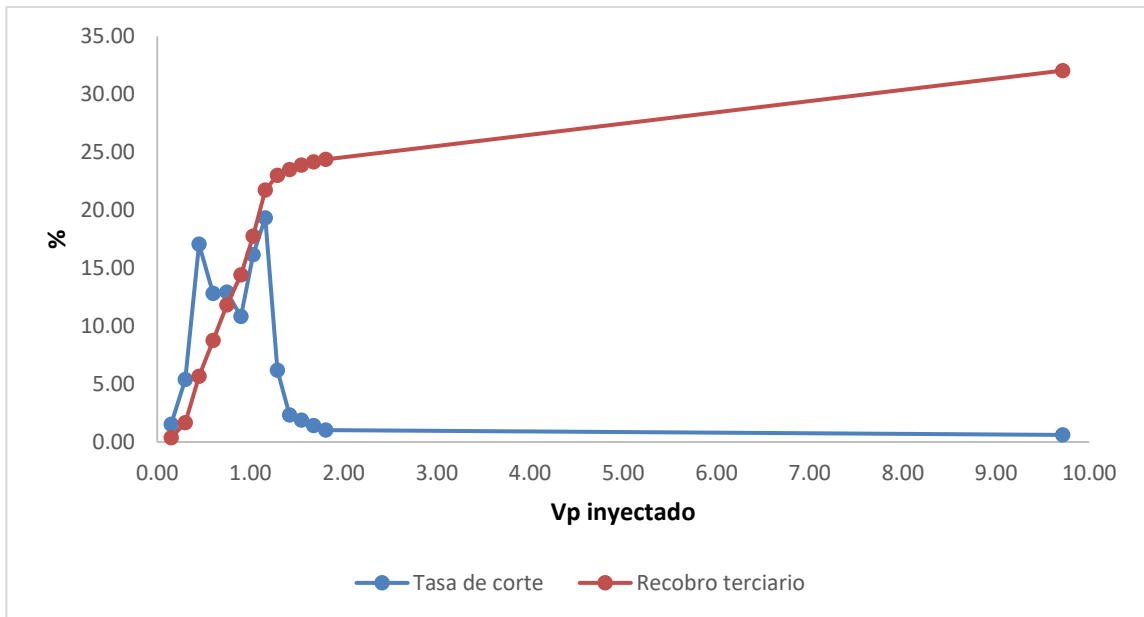


Imagen 7. Viales del álcali.

Figura 13. Corte de aceite y recobro terciario vs volumen poroso inyectado para el álcali.



Anexo I. Aplicación del preflujo # 2: Polímero.

Tabla 25. Condiciones del desplazamiento para polímero.

Saturación con crudo	
Peso del sandpack sin arena (g)	178.64
Peso sandpack con arena (g)	311.77
Sustancia inyectada	Crudo
Tasa de inyección (Q) (mL/ min)	1.00
Presión final (psi)	80.00
Volumen inyectado (mL)	40.10
Peso sandpack con crudo (g)	347.46
Waterflooding	
Sustancia inyectada	Agua PIA
Tasa de inyección (Q) (mL/ min)	0.33
Volumen inyectado (mL)	387.00
Preflujo	
Sustancia inyectada	Polímero
Tasa de inyección (Q) (mL/ min)	0.33
Volumen inyectado (mL)	12.03
Fórmula	
Sustancia inyectada	Fórmula
Tasa de inyección (Q) (mL/ min)	0.33
Volumen inyectado (mL)	12.03
Polymer Drive	
Sustancia inyectada	Polymer drive
Tasa de inyección (Q) (mL/ min)	0.33
Volumen inyectado (mL)	12.03
Chase water	
Sustancia inyectada	Agua PIA
Tasa de inyección (Q) (mL/ min)	0.33
Volumen inyectado (mL)	496.00

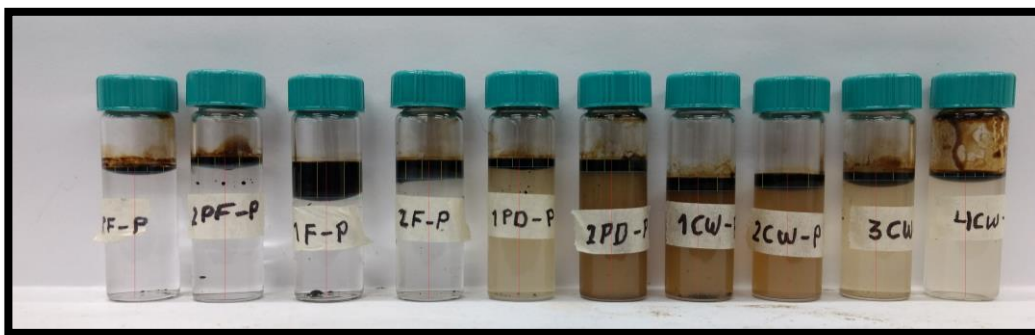


Imagen 8. viales del polímero.

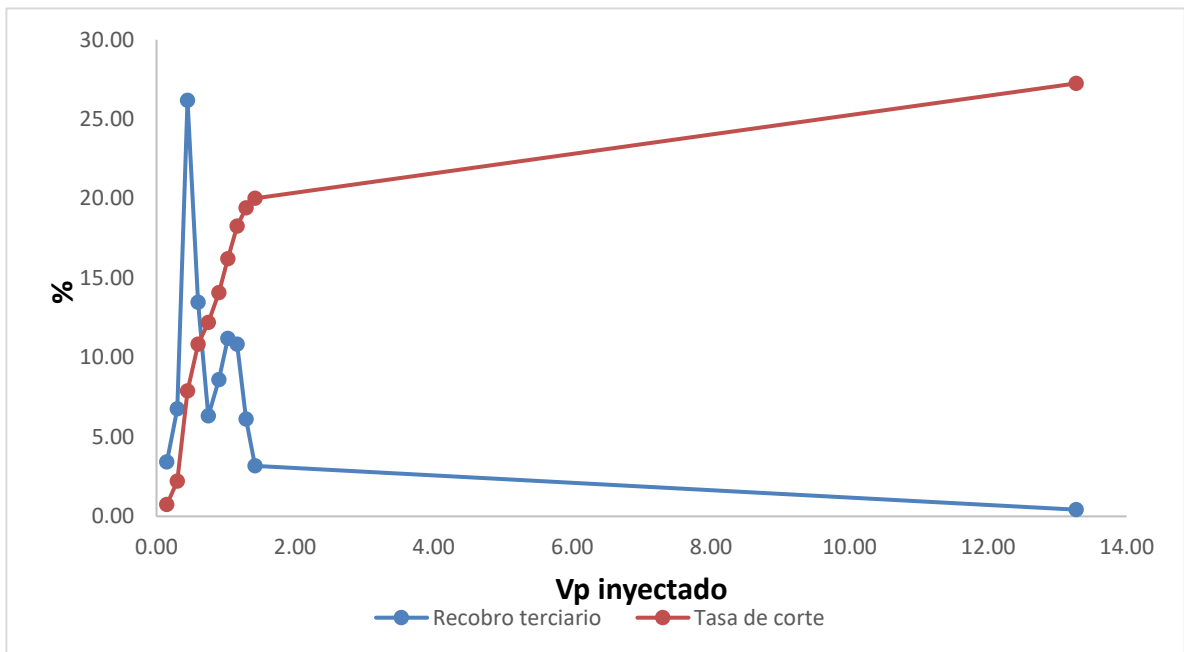
Tabla 26. Volumen de crudo en cada vial del polímero.

MUESTRA	Píxeles totales	Píxeles crudo	Volumen total medición (ml)	Volumen total muestra (ml)	Volumen crudo(ml)
1PF-P	671.00	23.00	6.00	6.00	0.21
2PF-P	725.00	49.00	6.03	6.03	0.41
1F-P	699.00	183.00	6.00	6.00	1.57
2F-P	705.00	95.00	6.03	6.03	0.81
1PD-P	711.00	45.00	6.00	6.00	0.38
2PD-P	709.00	61.00	6.03	6.03	0.52
1CW-P	625.00	70.00	5.25	5.25	0.59
2CW-P	637.00	69.00	5.25	5.25	0.57
3CW-P	637.00	39.00	5.25	5.25	0.32
4CW-P	631.00	20.00	5.25	5.25	0.17
5CW-P	1.00	0.40	5.00	475.00	2.00

Tabla 27. Recobro terciario polímero.

VPI	% Corte de aceite	Volumen crudo acumulado	% Recobro
0.15	3.43	0.21	0.74
0.30	6.76	0.61	2.22
0.45	26.18	2.18	7.89
0.60	13.48	3.00	10.83
0.75	6.33	3.38	12.20
0.90	8.60	3.90	14.08
1.03	11.20	4.48	16.20
1.16	10.83	5.05	18.26
1.29	6.12	5.37	19.42
1.42	3.17	5.54	20.02
13.27	0.42	7.54	27.25

Figura 14. Corte de aceite y recobro terciario vs volumen poroso inyectado para el polímero.



Anexo J. Aplicación del preflujo # 3: Surfactante aniónico.

Tabla 28. Condiciones de desplazamiento del surfactante aniónico.

Saturación con crudo	
Peso del sandpack sin arena (g)	167.18
Peso sandpack con arena (g)	305.32
Sustancia inyectada	Crudo
Tasa de inyección (Q) (mL/ min)	1
Presión final (psi)	58
Volumen inyectado (mL)	48.09
Peso sandpack con crudo (g)	348.12
Waterflooding	
Sustancia inyectada	Agua PIA
Tasa de inyección (Q) (mL/ min)	0.33
Volumen inyectado (mL)	335
Preflujo	
Sustancia inyectada	SDBS
Tasa de inyección (Q) (mL/ min)	0.33
Volumen inyectado (mL)	14.43
Fórmula	
Sustancia inyectada	Fórmula
Tasa de inyección (Q) (mL/ min)	0.33
Volumen inyectado (mL)	14.43
Polymer Drive	
Sustancia inyectada	Polymer Drive
Tasa de inyección (Q)	0.33
Volumen inyectado (mL)	2.42
Chase Water	
Sustancia inyectada	Agua PIA
Tasa de inyección (Q) (mL/ min)	0.33
Volumen inyectado (mL)	396.75

Tabla 29. Volumen de crudo en cada vial del surfactante aniónico.

MUESTRA	Pixeles totales	Pixeles crudo	Volumen total para medición (ml)	Volumen total vial (ml)	Volumen crudo(ml)
1PF-SAN	349	14	5.000	5.000	0.201
2PF-SAN	347	15	5.000	5.000	0.216
3PF-SAN	337	19	4.430	4.430	0.250
1F-SAN	361	33	5.000	5.000	0.457
2F-SAN	361	45	5.000	5.000	0.623
3F-SAN	323	94	4.430	4.430	1.289
1PD-SAN	353	57	5.000	5.000	0.807
2PD-SAN	353	53	5.000	5.000	0.751
3PD-SAN	335	65	4.430	4.430	0.860
1CW-SAN	367	50	5.250	5.250	0.715
2CW-SAN	371	45	5.250	5.250	0.637
3CW-SAN	375	38	5.250	5.250	0.532
4CW-SAN	383	23	5.250	5.250	0.315
5CW-SAN	381	30	5.250	5.250	0.413
6CW-SAN	383	23	5.250	5.250	0.315
7CW-SAN	399	15	5.250	5.250	0.197
8CW-SAN	77.000	63.000	5.000	360.000	4.091

Tabla 30. Recobro terciario del surfactante aniónico.

MUESTRA	VPI	% Corte de aceite	Volumen crudo acumulado	% Recobro
1PF-SAN	0.104	4.011	0.201	0.677
2PF-SAN	0.208	4.323	0.417	1.406
3PF-SAN	0.300	5.638	0.666	2.248
1F-SAN	0.404	9.141	1.124	3.790
2F-SAN	0.508	12.465	1.747	5.893
3F-SAN	0.600	29.102	3.036	10.242
1PD-SAN	0.704	16.147	3.843	12.965
2PD-SAN	0.808	15.014	4.594	15.498
3PD-SAN	0.900	19.403	5.454	18.397
1CW-SAN	1.009	13.624	6.169	20.810
2CW-SAN	1.119	12.129	6.806	22.959
3CW-SAN	1.228	10.133	7.338	24.753
4CW-SAN	1.337	6.005	7.653	25.817
5CW-SAN	1.446	7.874	8.066	27.211
6CW-SAN	1.555	6.005	8.382	28.275
7CW-SAN	1.664	3.759	8.579	28.941
8CW-SAN	9.150	1.136	12.670	42.741

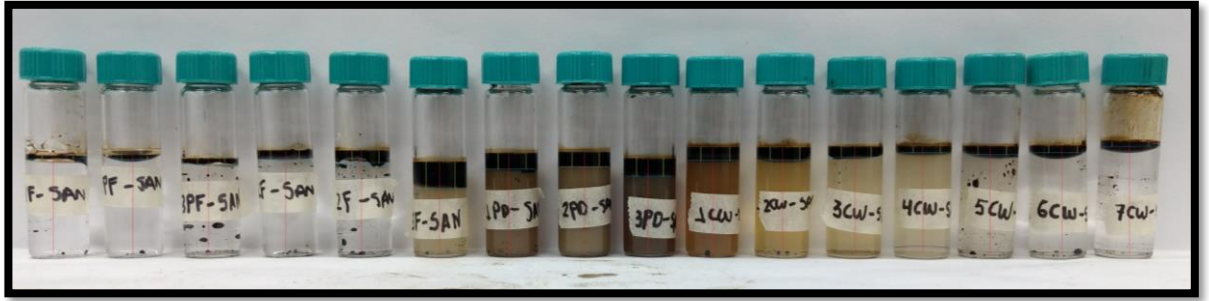
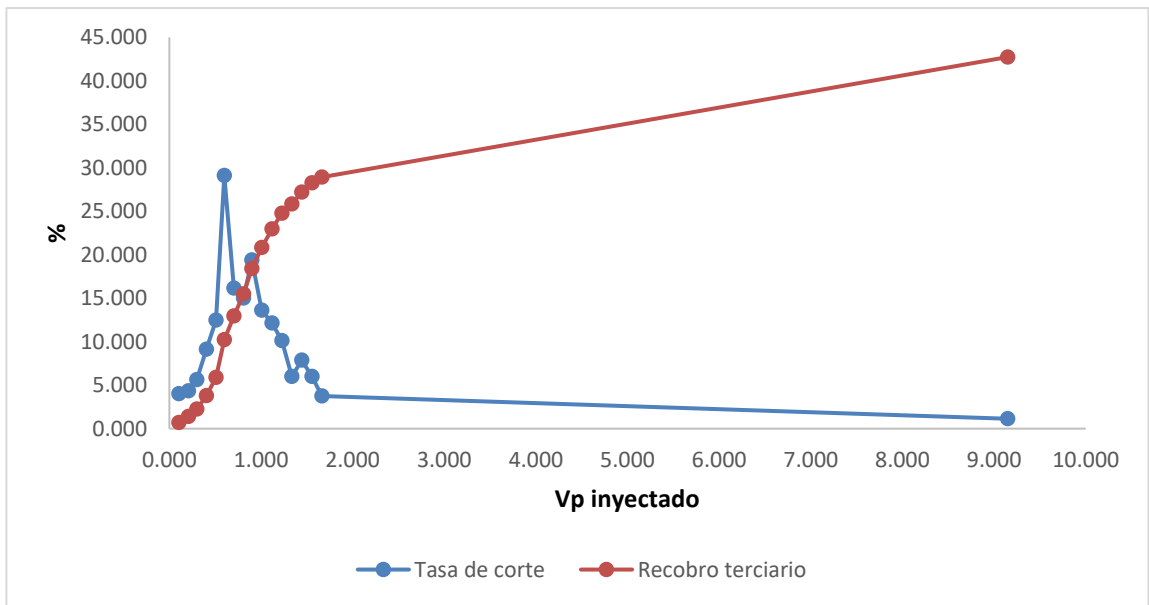


Imagen 9. Viales del surfactante aniónico.

Figura 15. Corte de aceite y recobro terciario vs Volumen poroso inyectado para el surfactante aniónico.



Anexo K. Aplicación del preflujo # 4: Surfactante no-iónico.

Tabla 31. Condiciones de desplazamiento del surfactante no iónico.

Saturación con crudo	
Peso del sandpack sin arena (g)	179.23
Peso sandpack con arena (g)	312.22
Sustancia inyectada	Crudo
Tasa de inyección (Q) (mL/ min)	1.00
Presión final (psi)	60.00
Volumen inyectado (mL)	40.30
Peso sandpack con crudo (g)	348.09
Waterflooding	
Sustancia inyectada	Agua PIA
Tasa de inyección (Q) (mL/ min)	0.33
Volumen inyectado (mL)	410.00
Preflujo	
Sustancia inyectada	Neodol TDA 25-12
Tasa de inyección (Q) (mL/ min)	0.33
Volumen inyectado (mL)	12.09
Fórmula	
Sustancia inyectada	Fórmula
Tasa de inyección (Q) (mL/ min)	0.33
Volumen inyectado (mL)	12.09
Polymer Drive	
Sustancia inyectada	Polymer Drive
Tasa de inyección (Q)	0.33
Volumen inyectado (mL)	12.09
Chase Water	
Sustancia inyectada	Agua PIA
Tasa de inyección (Q) (mL/ min)	0.33
Volumen inyectado (mL)	421.75

Tabla 32. Volumen de crudo en cada vial del surfactante no-iónico.

MUESTRA	Pixeles totales	Pixeles crudo	Volumen total para medición(ml)	Volumen total muestra (ml)	Volumen crudo(ml)
1PF-SNI	591.00	18.00	6.00	6.00	0.18
2PF-SNI	613.00	19.00	6.09	6.09	0.19
1F-SNI	575.00	14.00	6.00	6.00	0.15
2F-SNI	615.00	64.00	6.09	6.09	0.63
1PD-SNI	481.00	86.00	6.00	6.00	1.07
2PD-SNI	609.00	85.00	6.09	6.09	0.85
1CW-SNI	507.00	97.00	5.25	5.25	1.00
2CW-SNI	511.00	79.00	5.25	5.25	0.81
3CW-SNI	513.00	44.00	5.25	5.25	0.45
4CW-SNI	507.00	25.00	5.25	5.25	0.26
5CW-SNI	523.00	23.00	5.25	5.25	0.23
6CW-SNI	529.00	19.00	5.25	5.25	0.19
7CW-SNI	521.00	14.00	5.25	5.25	0.14
8CW-SNI	56.00	56.00	1.00	385.00	1.00

Tabla 33. Recobro terciario del surfactante no-iónico.

MUESTRA	VPI	% Corte de aceite	Volumen crudo acumulado(ml)	% Recobro
1PF-SNI	0.15	3.05	0.18	0.84
2PF-SNI	0.30	3.10	0.37	1.71
1F-SNI	0.45	2.43	0.52	2.38
2F-SNI	0.60	10.41	1.15	5.29
1PD-SNI	0.75	17.88	2.22	10.22
2PD-SNI	0.90	13.96	3.07	14.12
1CW-SNI	1.03	19.13	4.08	18.74
2CW-SNI	1.16	15.46	4.89	22.47
3CW-SNI	1.29	8.58	5.34	24.54
4CW-SNI	1.42	4.93	5.60	25.73
5CW-SNI	1.55	4.40	5.83	26.79
6CW-SNI	1.68	3.59	6.02	27.65
7CW-SNI	1.81	2.69	6.16	28.30
8CW-SNI	11.37	0.26	7.16	32.89

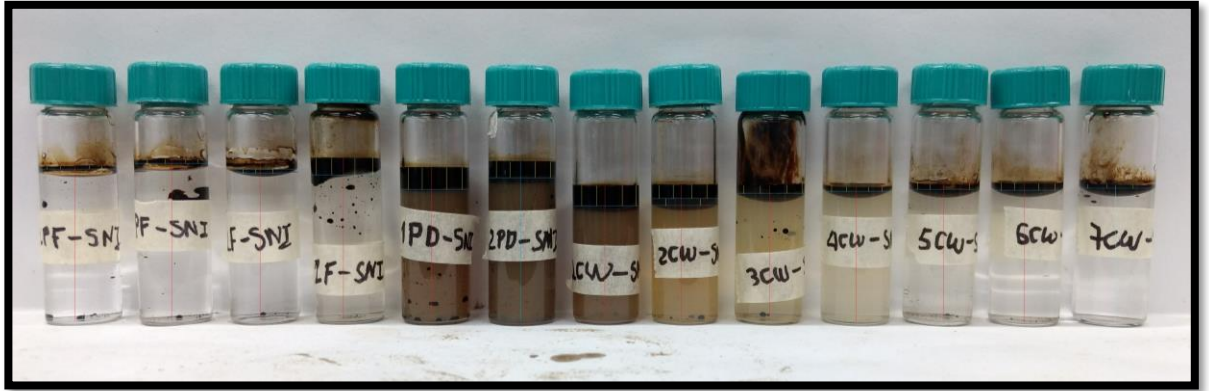


Imagen 10. Viales del surfactante no-iónico.

Figura 16. Corte de aceite y recobro terciario vs Volumen poroso inyectado para el surfactante no-iónico.

