



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Evaluación de la Estabilidad de
Espumas Utilizando una Disolución
SAP (Self-Assembling Polymer)**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Cristian Ramón Herrera Romero

DIRECTORA DE TESIS

Dra. Ana Paulina Gómora Figueroa



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2020



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Declaratoria

La **Dra. Laura Romero-Zerón** del Departamento de Ingeniería Química, de la Universidad de New Brunswick fungió como supervisor académico de este trabajo y es propietaria intelectual del sistema SAP (Self-Assembling Polymer) empleado en los experimentos reportados. Asimismo, dirigió tanto el proyecto de investigación como los experimentos realizados en el laboratorio (C19 nivel C, Edificio de Ingeniería, de la Universidad de New Brunswick) reportados en esta tesis.

La **Dra. Laura Romero-Zerón y Universidad de New Brunswick** tienen todos los derechos sobre los resultados obtenidos durante la investigación. Por lo que, para el uso de la información sobre las pruebas y el sistema SAP (Self-Assembling Polymer) se obtuvo previa autorización de la Dra. Romero-Zerón por escrito.

Disclosure

Dr. Laura Romero-Zerón, affiliated to the Department of Chemical Engineering, at the University of New Brunswick, is the academic supervisor of the present work as well as the intellectual property owner of the SAP (Self-Assembling Polymer) system employed for the experimental results herein. Besides, Dr. Romero-Zerón led the research project and the experimental set up (at Engineering Building, Level C, C19, University of New Brunswick) informed in this report.

Dr. Laura Romero-Zerón and the University of New Brunswick own all the intellectual property rights of the results of this research. The authorization to use the information of the tests and the SAP system was acquired from Dr. Romero-Zerón in advanced.

Dedicatoria

Quisiera dedicar este trabajo a mis padres, a quienes siempre tengo presente, por ser los principales promotores de mis sueños, por inculcarme los valores que han forjado la persona que soy, por enseñarme que todos los sueños son posibles con trabajo y dedicación, que la vida nos pone obstáculos, pero es de valientes mirar al frente y continuar el camino, y aunque la vida no es fácil, esta llena de amor, alegrías y aventuras. Les agradezco infinitamente por todo el amor y cariño que me han brindado.

A mi padre **Ramón Herrera Serrano**, para ti solo tengo palabras de agradecimiento, puesto que, si hoy soy alguien de bien, se debe principalmente a ti, porque las lecciones más valiosas que adquiriré, me las diste tú. Recuerda que has sido, eres y serás mi inspiración. Aprovecho esta ocasión para ofrecerte disculpas, si en algún momento herí tus sentimientos con un mal comportamiento.

A mi madre **Carlota Romero Tapia**, siempre has sido esa luz en mi camino, he pasado situaciones muy difíciles y sin ti a mi lado nunca las habría superado, te agradezco por siempre tener tus brazos abiertos y tu corazón lleno de amor hacia mí. Este trabajo es uno de los resultados de la formación que me has otorgado, no hay amor como el que yo siento por ti, aunque a veces no te lo diga, te amo.

A mi hermana **Karla Aletse Herrera Romero** y a su esposo **Alfonso Enrique Estrella y Bustamante**, gracias por creer y confiar siempre en mí, por todas las alegrías que hemos pasado juntos, por su apoyo y consejos. En especial a ti hermana, por cuidarme y protegerme, por ser esa persona a quien he admirado y seguiré admirando por su esfuerzo y dedicación.

A **Román y Emilio**, por alegrar con sus sonrisas y ocurrencias cada día. Recuerden que la vida es una y siempre contarán conmigo.

A **Dios**, con quien siempre he contado y confiado.

Cristian Ramón Herrera Romero

Agradecimientos

Expreso un reconocimiento especial a la **Dra. Laura Romero-Zerón**, por permitirme participar en su investigación y por todo el apoyo, interés, disposición y enseñanzas recibidas durante mi estancia en Canadá, además de permitir la elaboración de este trabajo escrito.

A la **Dra. Ana Paulina Gómora Figueroa**, quien siempre dispuso de su valioso tiempo para orientar el proceso de desarrollo y conclusión de este trabajo escrito. Además, por todas las enseñanzas y conocimiento brindado durante la elaboración de este trabajo.

A mis sinodales, **Mtro. Ulises Neri Flores, Dr. Rodolfo Gabriel Camacho Velázquez, Ing. Luis Enrique Díaz Paulino y M. I. Ricardo Gabriel Suárez Suárez**, por sus consejos, apoyo y tiempo brindados en la revisión de este trabajo.

Al programa **MITACS Globalink**, por los fondos otorgados para realizar la estancia de investigación.

Índice

DECLARATORIA	I
DEDICATORIA.....	II
AGRADECIMIENTOS	III
ÍNDICE.....	IV
LISTADO DE FIGURAS	VI
LISTADO DE GRÁFICOS	VII
LISTADO DE TABLAS	VIII
1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. ANTECEDENTES	4
2.1. DESARROLLO DE NUEVAS TECNOLOGÍAS.....	4
2.2. ESPUMAS	7
2.3. APLICACIONES E IMPLICACIONES DE ESPUMAS EN LA INDUSTRIA PETROLERA	8
2.3.1. RECUPERACIÓN MEJORADA (EOR)	8
2.3.2. PERFORACIÓN	9
2.3.3. ESTIMULACIÓN DE POZOS.....	10
2.3.4. CONTRAINCENDIOS	10
2.4. CLASIFICACIÓN DE ESPUMAS	11
2.5. GENERACIÓN DE ESPUMAS EN MEDIOS POROSOS	13
3. HIPÓTESIS E OBJETIVOS.....	15

3.1.	HIPÓTESIS	15
3.2.	OBJETIVO GENERAL.....	15
3.2.1.	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	15
4.	<u>METODOLOGÍA</u>	15
4.1.	EXPERIMENTO EN TUBO DE ENSAYO	16
4.2.	EXPERIMENTO EN MEDIO POROSO	17
5.	<u>PROTOCOLO DEL EXPERIMENTO.....</u>	19
5.1.	EXPERIMENTO EN TUBO DE ENSAYO	19
5.2.	EXPERIMENTO EN MEDIO POROSO	20
6.	<u>RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS.....</u>	22
6.1.	EXPERIMENTO EN TUBO DE ENSAYO	22
6.2.	EXPERIMENTO EN MEDIO POROSO	25
6.2.1.	MEDIO POROSO.....	25
6.2.2.	FACTOR DE RESISTENCIA Y FACTOR DE RESISTENCIA RESIDUAL	27
7.	<u>CASOS REALES DE INYECCIÓN DE ESPUMA</u>	30
7.1.	BLOQUE RIO CHITAMENA, CAMPO CUSIANA (COLOMBIA)	30
7.2.	BLOQUE JIN 90, CAMPO LIAOHE (CHINA).....	32
7.3.	BLOQUE AKAL, CAMPO CANTARELL (MÉXICO)	34
8.	<u>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</u>	35
8.1.	CONCLUSIONES	35
8.2.	RECOMENDACIONES.....	36
9.	<u>REFERENCIAS</u>	38

10.	<u>ANEXOS</u>	40
10.1.	ANEXO 1. BALANCE DE MATERIA	40
10.2.	ANEXO 2. PERMEABILIDAD	43
10.3.	ANEXO 3. REOLOGÍA	48
10.4.	ANEXO 4. EQUIPO E INSTRUMENTOS PARA EL DESARROLLO EXPERIMENTAL	52
10.4.1.	BOMBA DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO	52
10.4.2.	MEDIDOR DE FLUJO	53
10.4.3.	TAMICES	54
10.4.4.	CILINDROS DE DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS LÍQUIDOS	54
11.	<u>NOMENCLATURA</u>	56

Listado de figuras

FIGURA 1.-	NÚMERO DE PROYECTOS DE EOR IMPLEMENTADOS EN EL MUNDO, 1971-2017.⁴	2
FIGURA 2.-	EL DESARROLLO DE UNA NUEVA TECNOLOGÍA DE EOR, MODIFICADO DE “HYDROCARBON RECOVERY OPTIMISATION”.⁷	5
FIGURA 3.-	ESTRUCTURA DE UNA ESPUMA, MODIFICADO DE “METODOLOGÍA EXPERIMENTAL PARA LA UTILIZACIÓN DE ESPUMAS COMO AGENTES DIVERGENTES”.¹⁰	7
FIGURA 4.-	INFRAESTRUCTURA SUPERFICIAL PARA LA PERFORACIÓN CON ESPUMA.¹²	9
FIGURA 5.-	MECANISMO DE ACCIÓN DE LA ESPUMA EN CONTRAINCENDIOS.¹⁴	11
FIGURA 6.-	ESTRUCTURA DE LAS CICLODEXTRINAS; α-CD, β-CD Y γ-CD CON 6, 7 Y 8 SUBUNIDADES DE GLUCOSA, RESPECTIVAMENTE.¹⁵	12
FIGURA 7.-	ESTRUCTURA PROPUESTA DE LA RED SAP, MODIFICADO DE “FORMULATION OF A SELF-ASSEMBLING POLYMERIC NETWORK SYSTEM FOR ENHANCED OIL RECOVERY APPLICATIONS”.¹¹	12
FIGURA 8.-	MECANISMOS DE FORMACIÓN DE ESPUMAS EN MEDIOS POROSOS, MODIFICADO DE “EFECTO DE LA CONCENTRACIÓN DEL QUÍMICO DISPERSO EN LA FORMACIÓN DE ESPUMAS EN MEDIOS POROSOS”.⁸	14
FIGURA 9.-	DIAGRAMA DEL EXPERIMENTO EN TUBO DE ENSAYO.	16

FIGURA 10.- DIAGRAMA DEL EXPERIMENTO EN MEDIO POROSO.....	19
FIGURA 11.- ÁREA PILOTO Y COMPORTAMIENTO DEL POZO PRODUCTOR INFLUENCIADO POR LA INYECCIÓN DE ESPUMA. ⁸	31
FIGURA 12.- CURVA DE PRODUCCIÓN DEL POZO 19-162. ²¹	33
FIGURA 13.- BOMBA DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO “D-SERIES PUMPS MODEL 100DX”.....	53
FIGURA 14.- MEDIDOR DE FLUJO “SERIE FM-1050 DE MATHESON”.....	53
FIGURA 15.- TAMICES DE PRUEBA.....	54
FIGURA 16.- CILINDRO DE DESPLAZAMIENTO.....	55

Listado de gráficos

GRÁFICO 1.- ESTABILIDAD DE LAS ESPUMAS EN AGUA DESTILADA.....	23
GRÁFICO 2.- ESTABILIDAD DE LAS ESPUMAS EN SALMUERA SINTÉTICA AL 2.1% W/W.....	24
GRÁFICO 3.- ESTABILIDAD DE LAS ESPUMAS EN SALMUERA SINTÉTICA AL 4.2% W/W.....	24
GRÁFICO 4.- ESTABILIDAD DE LAS ESPUMAS EN SALMUERA SINTÉTICA AL 8.4% W/W.....	25
GRÁFICO 5.- DISTRIBUCIÓN DE LA ARENA UTILIZADA.....	27
GRÁFICO 6.- COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE RESISTENCIA GRUPO 1.....	28
GRÁFICO 7.- COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE RESISTENCIA RESIDUAL GRUPO 1.....	29
GRÁFICO 8.- COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE RESISTENCIA GRUPO 2.....	29
GRÁFICO 9.- COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE RESISTENCIA RESIDUAL GRUPO 2.....	30
GRÁFICO 10.- DATOS PARA EL CALCULO DE LA PERMEABILIDAD “SURFACTANTE (1)”.....	45
GRÁFICO 11.- DATOS PARA EL CALCULO DE LA PERMEABILIDAD “SURFACTANTE (2)”.....	45
GRÁFICO 12.- DATOS PARA EL CALCULO DE LA PERMEABILIDAD “POLÍMERO-SURFACTANTE (1)”.....	46
GRÁFICO 13.- DATOS PARA EL CALCULO DE LA PERMEABILIDAD “POLÍMERO-SURFACTANTE (2)”.....	46
GRÁFICO 14.- DATOS PARA EL CALCULO DE LA PERMEABILIDAD “SAP (1)”.....	47
GRÁFICO 15.- DATOS PARA EL CALCULO DE LA PERMEABILIDAD “SAP (2)”.....	47
GRÁFICO 16.- COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DINAMICA DE LOS SISTEMAS SAP Y POLÍMERO-SURFACTANTE EN AGUA DESTILADA.....	48
GRÁFICO 17.- COMPORTAMIENTO DEL MÓDULO ELASTICO DE LOS SISTEMAS SAP Y POLÍMERO-SURFACTANTE EN AGUA DESTILADA.....	49

GRÁFICO 18.- COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD APARENTE DE LOS SISTEMAS SAP Y POLÍMERO-SURFACTANTE EN SALMUERA 2.1% W/W.....	49
GRÁFICO 19.- COMPORTAMIENTO DEL MÓDULO ELASTICO DE LOS SISTEMAS SAP Y POLÍMERO- SURFACTANTE EN SALMUERA 2.1% W/W.	50
GRÁFICO 20.- COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD APARENTE DE LOS SISTEMAS SAP Y POLÍMERO-SURFACTANTE EN SALMUERA 4.2% W/W.....	50
GRÁFICO 21.- COMPORTAMIENTO DEL MÓDULO ELASTICO DE LOS SISTEMAS SAP Y POLÍMERO- SURFACTANTE EN SALMUERA 4.2% W/W.	51
GRÁFICO 22.- COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD APARENTE DE LOS SISTEMAS SAP Y POLÍMERO-SURFACTANTE EN SALMUERA 8.4% W/W.....	51
GRÁFICO 23.- COMPORTAMIENTO DEL MÓDULO ELASTICO DE LOS SISTEMAS SAP Y POLÍMERO- SURFACTANTE EN SALMUERA 8.4% W/W.	52

Listado de tablas

TABLA 1.- FACTORES DE RECUPERACIÓN DE ALGUNOS PAÍSES. ⁵	3
TABLA 2.- DISOLUCIONES PREPARADAS EN EL EXPERIMENTO DE TUBO DE ENSAYO.	17
TABLA 3.- DISOLUCIONES USADAS EN EL EXPERIMENTO EN MEDIO POROSO.....	17
TABLA 4.- PROTOCOLO MUESTRA PARA EL EXPERIMENTO DE TUBO DE ENSAYO.	19
TABLA 5.- PROTOCOLO MUESTRA PARA EL EXPERIMENTO EN MEDIO POROSO.	20
TABLA 6.- TIEMPO DE DURACIÓN DE LAS ESPUMAS.	22
TABLA 7.- PROPIEDADES BÁSICAS DE LOS MEDIOS POROSOS.	26
TABLA 8.- BALANCE DE MATERIA “SURFACTANTE”.....	40
TABLA 9.- BALANCE DE MATERIA “POLÍMERO-SURFACTANTE”.	41
TABLA 10.- BALANCE DE MATERIA “SAP”.....	41
TABLA 11.- BALANCE DE MATERIA SALMUERA 2.1% W/W.....	42
TABLA 12.- BALANCE DE MATERIA SALMUERA 4.2% W/W.....	42
TABLA 13.- BALANCE DE MATERIA SALMUERA 8.4% W/W.....	43

1. Introducción

En los últimos años, México ha sufrido una disminución en la producción de petróleo debido a que la mayoría de los yacimientos productores se encuentran en una etapa madura. La producción de petróleo en México ha disminuido de 2.7 millones de barriles diarios en septiembre del 2008, hasta 1.7 millones de barriles diarios en septiembre del 2017.¹ Sin embargo, el caso de México no es un caso aislado, ya que a nivel mundial el agotamiento de las reservas está por encima del descubrimiento de nuevos yacimientos. Además, dichos descubrimientos pueden presentar retos geológicos, tecnológicos y geográficos. Para compensar esta diferencia se desarrollan y optimizan tecnologías que permitan obtener el mayor porcentaje de recuperación de hidrocarburos tanto de los yacimientos productores maduros como de los nuevos descubrimientos.

De manera general, la vida productiva de un yacimiento se puede describir cronológicamente por tres etapas de recuperación: primaria, secundaria y terciaria. La etapa primaria, resulta del desplazamiento por la energía natural existente en el yacimiento,² el desplazamiento dependerá de los mecanismos de producción básicos que se presentan en los yacimientos, los cuales son: 1) expansión del sistema roca-fluidos; 2) expansión del aceite por el contenido de gas disuelto; 3) expansión del casquete de gas; 4) imbibición espontánea; 5) empuje por afluencia del acuífero; 6) drene gravitacional; ó 7) combinaciones de las anteriores, estos mecanismos pueden actuar simultánea o secuencialmente en el yacimiento y que a su vez son optimizados mediante sistemas artificiales de producción.³ Los métodos de recuperación secundaria incrementan o mantienen la energía natural mediante la inyección de fluidos al yacimiento sin que el fluido empleado altere las propiedades del sistema roca-fluido, estos principalmente son gas (inmiscible) y agua. Finalmente, la recuperación mejorada (EOR) consiste en el uso de productos y materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento y al inyectarse, estos alteran las propiedades roca-fluido.³ Los métodos de EOR pueden clasificarse, principalmente, en térmicos, gases miscibles e inmiscibles y químicos, aunque también existen otros métodos como los biológicos (inyección de bacterias).²

A pesar de la gran gama de métodos, hoy en día la recuperación mejorada representa sólo alrededor del 2% de la producción mundial de petróleo y se mantuvo en un segundo plano incluso durante los períodos de precios altos del petróleo (entre 2010 y 2014). Actualmente,

se estima que hay alrededor de 375 proyectos de EOR operando a nivel global (Figura 1), produciendo un poco más de 2 millones de barriles diarios de petróleo.⁴ Históricamente, la producción de EOR se ha concentrado en Norteamérica, pero en los últimos años otros países han comenzado a desplegar tecnologías de EOR. Por ejemplo, Malasia ha comenzado la producción de EOR costa afuera, mientras que los Emiratos Árabes Unidos, Kuwait, Arabia Saudita, India, Omán, Colombia y Ecuador han comenzado proyectos piloto de EOR.⁴ El aumento en la producción de gas y aceite de lutitas proveniente de Estados Unidos junto con las contribuciones de Brasil y Canadá dejan poco margen para que crezca la recuperación mejorada. Sin embargo, varios pronósticos muestran que, a mediados de la década de 2020, la implementación de la recuperación mejorada aumentará. Para entonces, un mayor número de regiones y países se habrán convertido en provincias con yacimientos de producción madura, por lo que estarán inclinados a realizar esfuerzos para mantener la producción o ralentizar los descensos mediante el apoyo a nuevos desarrollos de la EOR.⁴

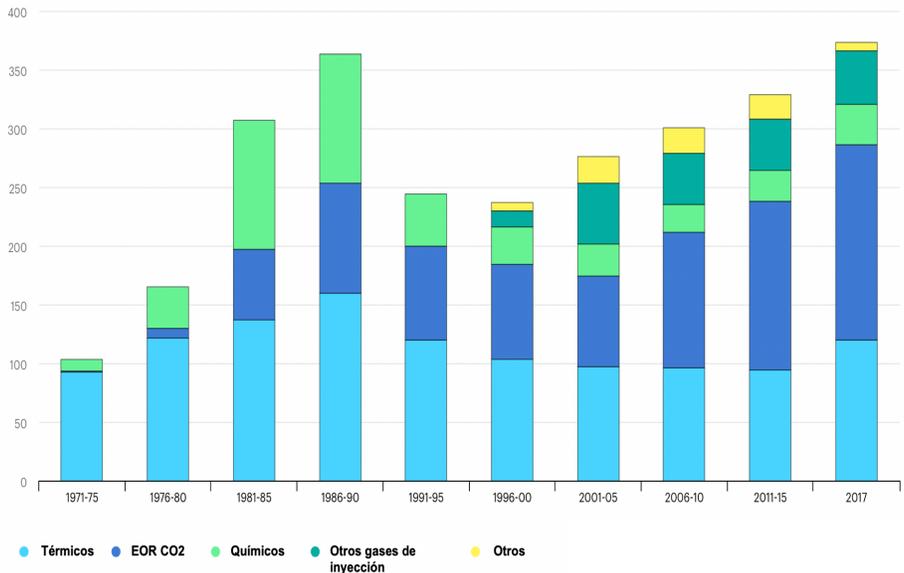


Figura 1.- Número de proyectos de EOR implementados en el mundo, 1971-2017.⁴

Ahora bien, el factor de recuperación en México es de alrededor del 28% y en comparación con otros países este valor es muy bajo (Tabla 1),⁵ lo cual refleja una mala planeación de

explotación de los yacimientos y una pobre implementación de procesos de recuperación secundaria y mejorada.

Tabla 1.- Factores de recuperación de algunos países.⁵

País	Factor de recuperación al año 2003 en %	Factor de Recuperación Final esperado en %
Angola	38	42
Brasil	31	38
Canadá	36	38
México	20	28
Noruega	45	50
Inglaterra	38	40
Estados Unidos	39	40
Irán	26	42
Venezuela	12	22
Promedio Mundial	29	38

Por otro lado, la heterogeneidad que presentan la mayoría de los yacimientos petroleros es uno de los factores responsables de una baja recuperación de hidrocarburos aún después de aplicar procesos de recuperación secundaria y/o mejorada. En estos casos, el incremento de la eficiencia de barrido en el yacimiento puede alcanzarse mediante la inyección de geles o espumas. Específicamente, la generación y flujo de espumas en medios porosos es un método probado para mejorar la eficiencia de desplazamiento en procesos de recuperación mejorada, esto debido a que bloquea temporalmente canales de alta permeabilidad y permite el barrido de zonas de baja permeabilidad.³ Estos canales bloqueados por la espuma después de un tiempo volverán a quedar libres, por lo que después se les podrán aplicar el mismo o algún otro método de EOR con el objetivo de obtener la máxima recuperación de hidrocarburos.

Este trabajo describe el desarrollo a escala de laboratorio de un modelo conceptual, el diseño y el desarrollo de las pruebas experimentales para evaluar la estabilidad de espumas usando el sistema SAP (Self-Assembling Polymer) como disolución generadora. Con la

finalidad de generar un mejor análisis, en el proyecto se desarrollaron diferentes espumas, a partir de distintos químicos, su desempeño fue evaluado y comparado, encontrándose que el sistema SAP (Self-Assembling Polymer) es el que mejores resultados arrojó. Los experimentos se desarrollaron con diferentes niveles de salinidad para comprobar la contribución del sistema en la generación de espumas con mayor estabilidad en medios salinos.

2. Antecedentes

2.1. Desarrollo de nuevas tecnologías

Los desafíos técnicos son impulsores potenciales de la generación de tecnología. En el caso de la recuperación mejorada los impulsores son extraer el máximo potencial de hidrocarburos y la oportunidad de atender la demanda global de hidrocarburos. Las universidades, centros de investigación y las empresas petroleras nacionales e internacionales y de servicios, en conjunto, son responsables de la incorporación de nuevas tecnologías. Los primeros se encargan del desarrollo conceptual y las pruebas de laboratorio correspondientes, las empresas aportan la inversión necesaria y la aplicación en campo, el cual es el objetivo principal de una nueva tecnología. Dentro de la industria petrolera existen algunas barreras que dificultan el desarrollo e incorporación de nuevas tecnologías como lo son: el tiempo de maduración, falta de inversión, incompatibilidad con procesos actuales, factibilidad económica, existencia de alternativas o sustitutos, entre otras⁶.

Las nuevas tecnologías en la industria petrolera tienen un tiempo de maduración muy extenso, el proceso de llevar la tecnología del laboratorio al campo petrolero pasa por diferentes etapas como: pruebas de laboratorio, pruebas piloto y en última instancia, el despliegue comercial en el campo (Figura 2).⁷

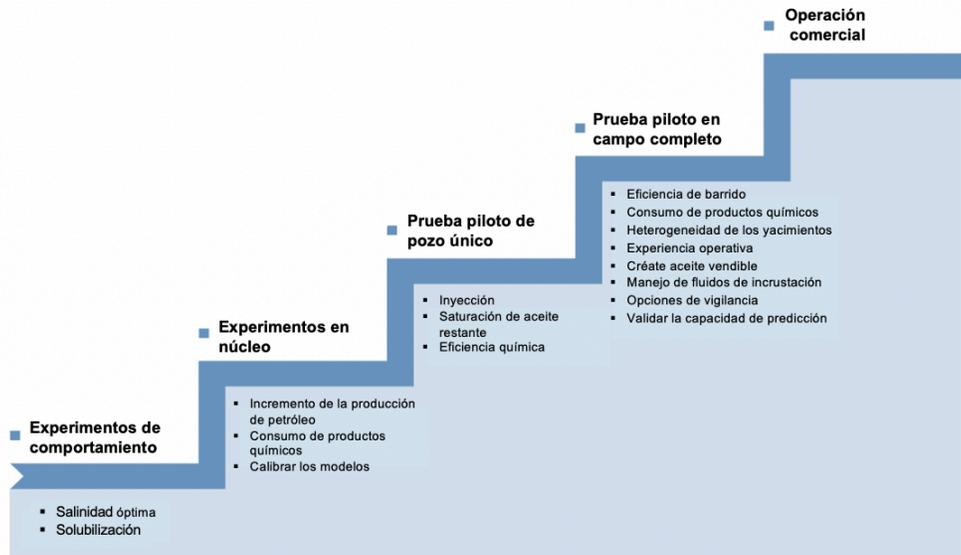


Figura 2.- El desarrollo de una nueva tecnología de EOR, modificado de “Hydrocarbon Recovery Optimisation”.⁷

En el laboratorio se evaluará la viabilidad técnica de aplicación mediante parámetros como la temperatura, salinidad, calidad del agua y las heterogeneidades geológicas, los cuales son incertidumbres clave que deben ser investigadas cuidadosamente desde el principio de cualquier proyecto de EOR. Después de la evaluación vendrá una optimización del producto enfocado al campo de aplicación. Los experimentos necesarios para probar una nueva tecnología de EOR se pueden clasificar en dos tipos:⁷

- Experimentos de comportamiento: En esta clase entran todos los experimentos usados para caracterizar el comportamiento del producto con respecto a la temperatura, salinidad, calidad del agua, etc.
- Experimentos en núcleo: Estos experimentos vendrán después de caracterizar el producto y se encargarán de mostrar el desempeño del producto en un medio poroso con factores como la adsorción de químicos y las heterogeneidades geológicas.

Los datos obtenidos proporcionan un vínculo entre la comprensión fundamental de los principios científicos y los conocimientos necesarios para aplicar una tecnología en campo.

Adicional a los resultados obtenidos es necesario hacer una evaluación de factibilidad económica antes de avanzar a las pruebas piloto.

Las pruebas piloto son un primer paso hacia el pleno despliegue comercial, donde el producto desarrollado en el laboratorio va a ser probado a escala de campo y es a menudo un momento decisivo. El diseño exitoso de estas pruebas se inicia durante la fase de laboratorio: la formulación química tiene que ser diseñada correctamente para las condiciones de campo, composición del agua in-situ, temperatura y geología del yacimiento. Las pruebas piloto se dividen en dos etapas:⁷

- Pruebas de pozo único: Estas pruebas son realizadas con el objetivo de observar el comportamiento real del producto diseñado en el laboratorio. Los resultados de campo deben ser comparados con el pronóstico de las simulaciones del yacimiento y cualquier desviación del pronóstico debe ser considerada para tomar medidas correctivas si es necesario. En una etapa posterior, el piloto será comparado con la historia para sacar algunas conclusiones adicionales y permitir la simulación de varios escenarios para la extensión a otras áreas del campo.
- Pruebas piloto de múltiples pozos: Si la prueba piloto de pozo único resulto exitosa, el operador de campo puede elegir realizar un piloto de múltiples pozos para determinar la eficiencia del barrido, el consumo de químicos y los efectos de la heterogeneidad del yacimiento. Estas pruebas permiten obtener experiencia de EOR en un campo específico, extraer petróleo vendible, definir procedimientos de manejo de fluidos para prevenir el escalamiento y evaluar opciones de vigilancia del yacimiento que sean rentables.

En la etapa de operación comercial, la tecnología creada deja de estar en desarrollo para convertirse en un producto comerciable, muy pocas ideas llegan a esta etapa porque para su éxito hay dos requisitos principales: uno, la entrega de tecnología integrada y rápida desde el desarrollo en el laboratorio hasta el despliegue en el campo; y dos, tener un claro entendimiento de las necesidades empresariales actuales y futuras, y las tecnologías que mejor responden a ellas⁶.

En México, los contratos con empresas operadoras para la exploración y extracción de hidrocarburos establecen que las actividades de transferencia de tecnología incluirán entre otros, la adopción, innovación, asimilación, investigación y desarrollo tecnológico, y la formación de recursos humanos nacionales en la investigación científica y tecnológica aplicada a la exploración y extracción de hidrocarburos en coordinación con instituciones de educación superior.⁶

2.2. Espumas

Las espumas son dispersiones, gruesas o finas, de gas en líquido, las cuales están constituidas por un conjunto de burbujas separadas por películas delgadas de líquido llamadas lamelas, ver Figura 3. Las espumas pueden ser formuladas empleando diferentes gases como; aire, nitrógeno, gas natural, dióxido de carbono e incluso vapor.⁸

La estabilidad de una espuma es gobernada por dos mecanismos: el adelgazamiento de la película (lamela) y la coalescencia. En el caso del adelgazamiento de la lamela, las burbujas se acercan mucho entre sí, y a pesar de que la película de líquido puede ser muy delgada las burbujas no se tocan. En la coalescencia dos o más burbujas se fusionan para formar una burbuja de mayor tamaño, la cual por lo regular es menos estable que burbujas de menor tamaño.⁹

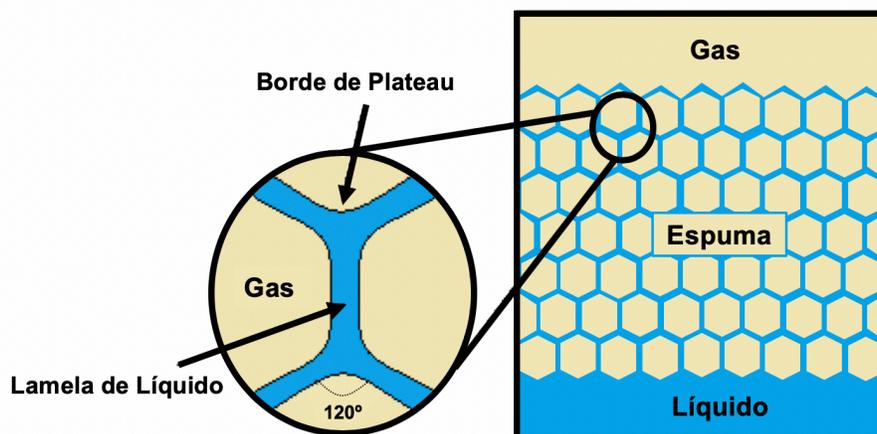


Figura 3.- Estructura de una espuma, modificado de “Metodología experimental para la utilización de espumas como agentes divergentes”.¹⁰

2.3. Aplicaciones e implicaciones de espumas en la industria petrolera

Las espumas tienen un campo de aplicación muy grande. En la industria petrolera las espumas se usan en procesos de recuperación mejorada, en la perforación y estimulación de pozos, para combatir incendios, entre otros. La inestabilidad térmica de las espumas es la principal limitante para su uso en procesos con altas temperaturas.

2.3.1. Recuperación Mejorada (EOR)

Como se mencionó anteriormente, los procesos de recuperación mejorada consisten en inyectar productos y materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento y alteran las propiedades roca-fluido, como son los geles y las espumas, los cuales pueden mejorar la eficiencia de barrido en yacimientos no homogéneos.

Las espumas son usadas para controlar la movilidad del gas en los procesos de EOR que involucran inyección de gases o vapor.³ Por esta razón, pueden ser usadas en diferentes tipos de yacimientos, desde aceite pesado hasta de aceite ligero. Además, las espumas se degradan después de algún tiempo dejando los canales libres para poder aplicar otro método de EOR, en caso de ser económicamente viable, y así recuperar la máxima cantidad de hidrocarburo posible.

La inyección de espuma consiste en inyectar aire y una disolución compuesta por agua y un agente químico. Generalmente, debido a los costos y disponibilidad del agua dulce se usa agua de mar, sin embargo, se ha visto que la salinidad afecta la estabilidad de la espuma. En este sentido, contar con un agente químico para formar espumas más estables es indispensable y así, mejorar la viabilidad de este método como una técnica de recuperación mejorada. Por ejemplo, el sistema SAP ha sido comparado previamente con la inyección de agua y polímero para la recuperación mejorada en yacimientos heterogéneos, el sistema SAP presentó una estabilidad mecánica y térmica superior, así como una tolerancia a la salinidad y dureza elevadas en comparación con otros sistemas constituidos únicamente por surfactante y polímero.¹¹

2.3.2. Perforación

La espuma ha sido usada como fluido de perforación en varias ocasiones, especialmente en Perforación de Bajo Balance (Figura 4). El uso de espuma en operaciones de perforación provee grandes beneficios en comparación con los fluidos airados o con los lodos convencionales de perforación. Algunas ventajas de la espuma como fluido de circulación son:¹²

- Reducción de carga hidrostática, permite una buena evaluación de la formación porque elimina daño a la misma. Al tener menor carga hidrostática que los lodos convencionales se reduce la pérdida de fluido.
- Acarreo de recortes, las partículas son transportadas a bajas velocidades anulares para no causar erosión en el hoyo descubierto en formaciones no consolidadas.
- Reducción de los riesgos de incendios por brotes de gas mientras se perfora, la espuma atrapa a los baches de gas que puedan entrar al pozo.
- Aumento de velocidad de penetración y durabilidad de la barrena también son factores asociados a la perforación con espuma debido a la baja presión de circulación.

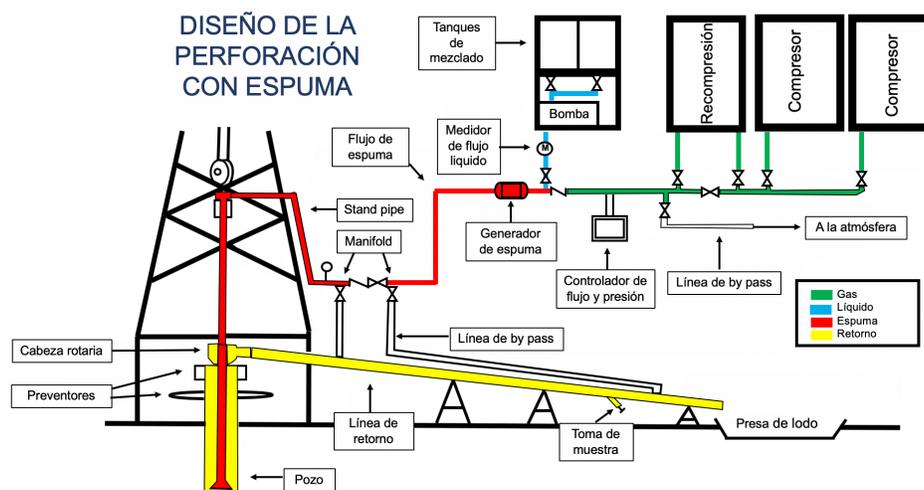


Figura 4.- Infraestructura superficial para la perforación con espuma.¹²

2.3.3. Estimulación de Pozos

Los procesos de estimulación de pozos tienen como objetivo mejorar la productividad de estos y se dividen en dos grupos principales: tratamientos de fracturamiento hidráulico y tratamientos matriciales. Los tratamientos de fracturamiento se realizan a una presión superior a la de fractura de la formación del yacimiento y crean una trayectoria de flujo altamente conductiva entre el yacimiento y el pozo. Los tratamientos matriciales se realizan a una presión inferior a la de fractura del yacimiento y, en general, están diseñados para restaurar la permeabilidad natural del yacimiento después del daño al área cercana al pozo¹³. El uso de espumas ha tenido éxito en proyectos de acidificación matricial y fracturamiento para el desvío del ácido a zonas dañadas de baja permeabilidad. La acidificación es un tratamiento para formaciones de areniscas o calizas dañadas, a causa de un taponamiento de los poros que reduce la permeabilidad y por tanto la productividad. El ácido es usado para disolver material en la matriz y mejorar la permeabilidad de la formación permitiendo una mejor producción de los fluidos del yacimiento.

Los fluidos fracturantes comúnmente empleados han sido base agua o base aceite, sin embargo, recientemente las espumas han sido utilizadas. Las ventajas de usar espuma como fluido fracturante son:¹²

- Reducción de la cantidad de líquido requerido
- Buena capacidad de acarreo del material apuntalante
- Reducción de tiempo operacional
- Buen retorno del flujo y limpieza

2.3.4. Contraincendios

La espuma tiene propiedades que la hacen un buen agente contra incendios; ya que cuenta con una baja densidad y, por lo tanto, puede flotar encima del combustible y crear así una barrera entre éste y el aire (Figura 5). La estabilidad de la espuma en contacto con el combustible debe considerarse para su aplicación. El mecanismo de acción de las espumas para contrarrestar los incendios es mediante el enfriamiento del combustible a una temperatura más baja que la de ignición y forman una barrera entre el combustible y el aire,

eliminando el suministro de oxígeno necesario para que se lleve a cabo la combustión (triángulo del fuego; calor-oxígeno-combustible).

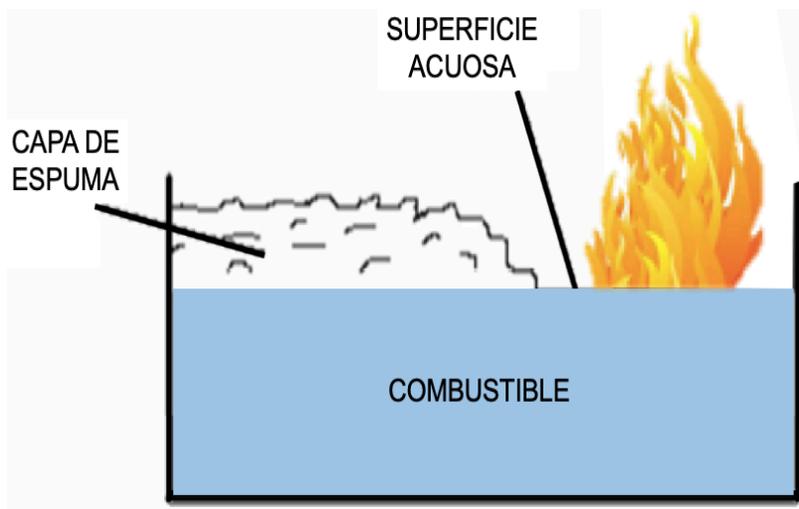


Figura 5.- Mecanismo de acción de la espuma en contraincendios.¹⁴

2.4. Clasificación de espumas

Las espumas pueden clasificarse en diferentes formas dependiendo de la estabilidad, calidad, textura y tipo de componente espumante. Para este trabajo la clasificación de las espumas se realizará de acuerdo con el tipo de espumante empleado:

- Surfactante
- Polímero-Surfactante
- Polímero auto-ensamblado (Self-Assembling Polymer) o SAP

Una espuma de surfactante es una mezcla de una fase líquida, usualmente base agua, donde el surfactante es agregado a la fase líquida, el cual reduce la tensión superficial y estabiliza las lamelas de la espuma. La espuma obtenida con polímero-surfactante consiste en la incorporación de un polímero en la disolución y tiene como función el incremento de la viscosidad de la fase líquida, con lo cual se mejora la estabilidad de la espuma resultante.⁹

En el caso de espumas con SAP, estas se obtienen a partir del uso de complejos monoméricos como las ciclodextrinas (CD), los cuales son una clase de receptores

naturales conocidos como oligosacáridos cíclicos constituidos por subunidades de glucosa; el α -CD está conformado por seis subunidades, mientras que la β -CD y la γ -CD, están constituidas por siete y ocho subunidades de glucosa, respectivamente (Figura 6). Normalmente, la estructura de las ciclodextrinas suele simplificarse utilizando una estructura cónica cuyo interior es hidrófobo, el exterior de la cavidad y ambos extremos del cono son hidrófilicos. Los complejos de inclusión formados por el surfactante (S) y la β -ciclodextrina (β -CD) pueden asociarse con poliacrilamidas hidrolizadas en disolución acuosa, y posteriormente establecer la red polimérica de auto-ensamblado como se muestra en la Figura 7.

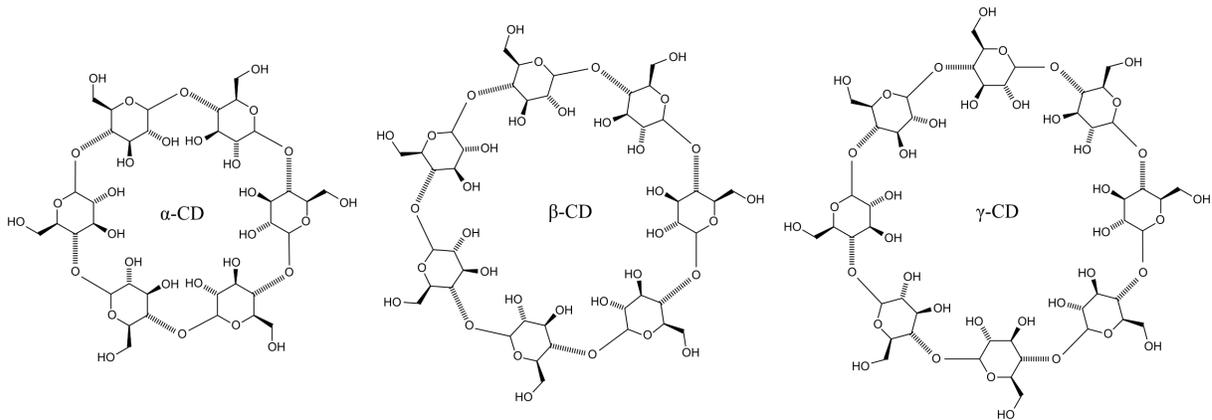


Figura 6.- Estructura de las ciclodextrinas; α -CD, β -CD y γ -CD con 6, 7 y 8 subunidades de glucosa, respectivamente.¹⁵

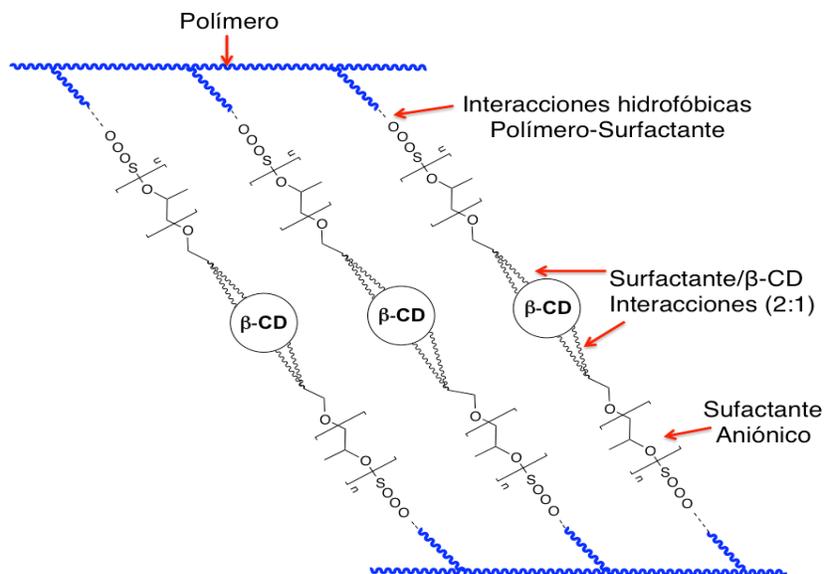


Figura 7.- Estructura propuesta de la red SAP, modificado de "Formulation of a self-assembling polymeric network system for enhanced oil recovery applications".¹¹

Es importante mencionar que el sistema SAP (Self-Assembling Polymer) fue desarrollado por la Dra. Laura Romero-Zerón en la Universidad de New Brunswick, donde previamente se han realizado pruebas experimentales con este sistema para su inyección en yacimientos de hidrocarburos. Los resultados de estas pruebas realizadas por la Dra. Laura Romero-Zerón y colaboradores son mostrados en sus diferentes artículos de investigación.¹¹

2.5. Generación de espumas en medios porosos

En la generación de espumas en medios intervienen procesos de tipo físico (agitación, burbujeo, etc.) y químico. Ransohoff y Radke en 1987,¹⁶ realizaron experimentos del comportamiento de las espumas en empaques de esferas de vidrio, y formularon tres mecanismos que explican la formación de espumas en medios porosos, ver Figura 8:

- **Snap off:** Es el proceso mecánico que describe la formación de las lamelas cuando el gas empuja una interfaz líquida a través de una garganta de poro, formando una burbuja; éste es el primer mecanismo de generación y usualmente crea burbujas discontinuas que pueden afectar fuertemente la movilidad del gas. Hay algunas condiciones para que este mecanismo suceda. La primera de ellas es que debe haber cantidad suficiente de la fase mojante (líquido), la segunda condición es que la presión diferencial en la interface (gas-líquido) en la garganta de poro sea mayor que ésta en la forma original, es decir, la presión del líquido en la garganta debe ser menor que en la superficie.¹²
- **La división de lamelas:** Este proceso sucede cuando una burbuja es dividida en dos luego de pasar por una bifurcación en el espacio poroso, y sólo se presenta después del *Snap off*. Los parámetros más importantes que gobiernan este mecanismo son: el gradiente de presión, geometría del poro y el tamaño de burbuja. El tamaño de la burbuja debe ser mayor que el cuerpo del poro para que la lamela cruce el espacio poroso. De otra forma la burbuja sólo fluiría a través de uno de los dos caminos del punto de ramificación. Cuando el flujo de la lamela es rodeada por una lamela estacionaria, la división de lamelas no sucede debido a que la lamela sin movimiento actúa como una pared que provoca que no haya una ramificación del flujo.¹²

- Leave behind: Describe la espuma débil compuesta por lentes de disolución surfactante dejados atrás por el flujo de espuma. Otra forma de explicar este mecanismo es como el movimiento de dos lamelas a través de dos gargantas de poro adyacentes, creándose una lamela en dirección de flujo, la cual es poco resistente.¹⁷

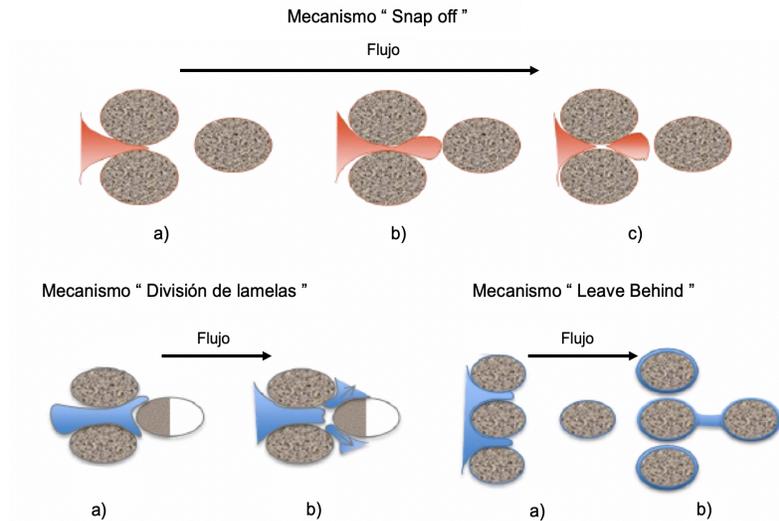


Figura 8.- Mecanismos de Formación de Espumas en Medios Porosos, modificado de "Efecto de la concentración del químico disperso en la formación de espumas en medios porosos".⁸

Existen 4 técnicas o modalidades documentadas de generación e implementación de espumas en medios porosos: 1) inyección de espuma pre-formada en superficie, 2) co-inyección de la disolución espumante y el gas, 3) inyección alternada de disolución espumante seguida de inyección de gas (SAG), y finalmente, 4) inyección del químico espumante disuelto en CO₂ supercrítico. La técnica de espuma preformada es la más sencilla desde el punto de vista conceptual, donde la espuma se forma poniendo en contacto las corrientes de disolución surfactante y gas en un filtro poroso y permeable o en algún otro sistema que genere turbulencia; la espuma se inyecta, ya formada, en el medio poroso. Las técnicas de co-inyección y SAG tienen en común el hecho de que el químico espumante se inyecta diluido en disoluciones acuosas al medio poroso, y la generación de la espuma se da por la acción del gas inyectado en paralelo o después de puesto el bache líquido.⁸

3. Hipótesis e Objetivos

3.1. Hipótesis

La red polimérica que se forma entre el surfactante, polímero y la β -CD, mejor conocido como sistema SAP, podría agregar mayor estabilidad química a las espumas en ambientes salinos. En este trabajo se realizan experimentos de laboratorio para probar la estabilidad del sistema SAP en la generación de espumas y su empleo como método potencial para la recuperación mejorada de hidrocarburos.

3.2. Objetivo General

- Investigar la estabilidad de las espumas generadas a través de un polímero auto-ensamblado en ambientes salinos y su comparación con otras disoluciones espumantes.

3.2.1. Objetivos Específicos

- Generar espumas con disoluciones espumantes; 1) surfactante, 2) surfactante-polímero y 3) polímero auto-ensamblado (SAP), a partir de diferentes disoluciones acuosas.
- Evaluar la estabilidad de las espumas generadas bajo diversas concentraciones de salinidad y comparar su desempeño entre sí.
- Probar las espumas con mayor estabilidad en un medio poroso.

4. Metodología

Para investigar la validez de la hipótesis y cumplir los objetivos propuestos se diseñaron dos experimentos; “Experimento en tubo de ensayo” y “Experimento en medio poroso”, el

primero es un experimento simple para evaluar de manera general y expedita la estabilidad de espumas.¹⁸ Mientras que el segundo tipo de experimento está enfocado en la inyección de espumas en un medio poroso, la evaluación de su estabilidad y desempeño.

4.1. Experimento en tubo de ensayo

Se comparó la estabilidad de tres sistemas; 1) surfactante, 2) polímero-surfactante y 3) SAP, empleando cuatro tipos de medios acuosos, estos son: agua destilada, salmuera al 2.1% w/w, salmuera al 4.2% w/w y salmuera al 8.4% w/w, dando un total de doce disoluciones. Las disoluciones preparadas se muestran en la Tabla 2 (el balance de materia para la preparación de las disoluciones se presenta en el Anexo 1).

Cada espuma se preparó por triplicado para corroborar la reproducibilidad del procedimiento, dando un total de 36 pruebas. Los experimentos se realizaron en un tubo de vidrio con un filtro en la parte de abajo que sirve para dispersar el flujo de gas, el tubo se llenaba con la disolución a usar y el gas se inyecta a través del filtro para general la espuma, ver Figura 9.

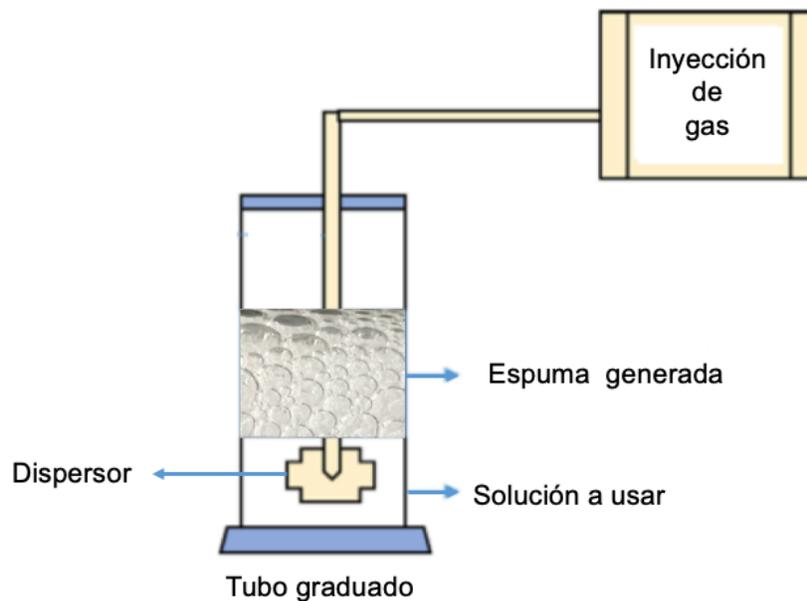


Figura 9.- Diagrama del experimento en tubo de ensayo.

Tabla 2.- Disoluciones preparadas en el experimento de tubo de ensayo.

		Disoluciones			
		Agua destilada	Salmuera 2.1% w/w	Salmuera 4.2% w/w	Salmuera 8.4% w/w
Sistemas	Surfactante	a	b	c	d
	Polímero-Surfactante	e	f	g	h
	SAP	i	j	k	l

La estabilidad de las espumas se expresará con el factor R ,¹⁸ el cual se estima como la relación del volumen de la espuma respecto al tiempo (duración de la espuma) entre el volumen original de espuma al tiempo cero (recién preparada).

$$R = \frac{V_{\text{tiempo de medida}}}{V_{\text{inicial}}} \dots \text{Ec. 1}$$

4.2. Experimento en medio poroso

Se comparó la estabilidad de los tres sistemas; surfactante, surfactante-polímero y SAP, empleando salmuera 2.1% w/w. Las disoluciones preparadas se muestran en la Tabla 3 (El balance de materia para la preparación de las disoluciones se presenta en el Anexo 1).

Tabla 3.- Disoluciones usadas en el experimento en medio poroso.

		Disoluciones
		Salmuera 2.1% w/w
Sistemas	Surfactante	b
	Polímero-Surfactante	f
	SAP	j

Para cada disolución se realizaron dos pruebas, dando un total de 6 experimentos. Los experimentos fueron realizados empleando un dispositivo como el que se esquematiza en la Figura 10. El experimento se divide en cuatro etapas de inyección:

1. Salmuera 2.1% w/w
2. Disolución (surfactante, polímero-surfactante o SAP)
3. Espuma
4. Salmuera 2.1% w/w

El volumen inyectado en la etapa es de 2 volúmenes porosos (VP) alrededor de 100 cm³. Durante las diferentes etapas se registraron los cambios de presión, estos datos fueron usados para el análisis de estabilidad de la espuma en el medio poroso. Para evaluar la estabilidad y desempeño de las espumas durante el experimento se emplearon dos factores; el Factor de Resistencia y el Factor de Resistencia Residual.

El Factor de Resistencia (FR) está definido como la relación entre la movilidad de la salmuera y la movilidad de la espuma, es usado para observar el comportamiento de la espuma en un proceso de inyección, la viscosidad es una de las principales propiedades de las que dependerá este factor. El FR se calcula con la ecuación 2.^{19 20}

$$FR = \frac{Dp_{\text{Inyección de Espuma}}}{Dp_{\text{Inyección de Salmuera Inicial}}} \dots \text{Ec. 2}$$

El Factor de Resistencia Residual (RRF) es definido como la relación entre la movilidad de la salmuera antes y después del flujo de espuma, es una medida para cuantificar la tendencia de la espuma a formar un bloqueo parcial en el medio poroso causada por la retención de espuma en el medio poroso, reduciendo con esto la permeabilidad relativa al agua. El Factor de Resistencia Residual se calcula con la ecuación 3.^{19 20}

$$FRR = \frac{Dp_{\text{Inyección de Salmuera Despues de Inyectar Espuma}}}{Dp_{\text{Inyección de Salmuera Inicial}}} \dots \text{Ec. 3}$$

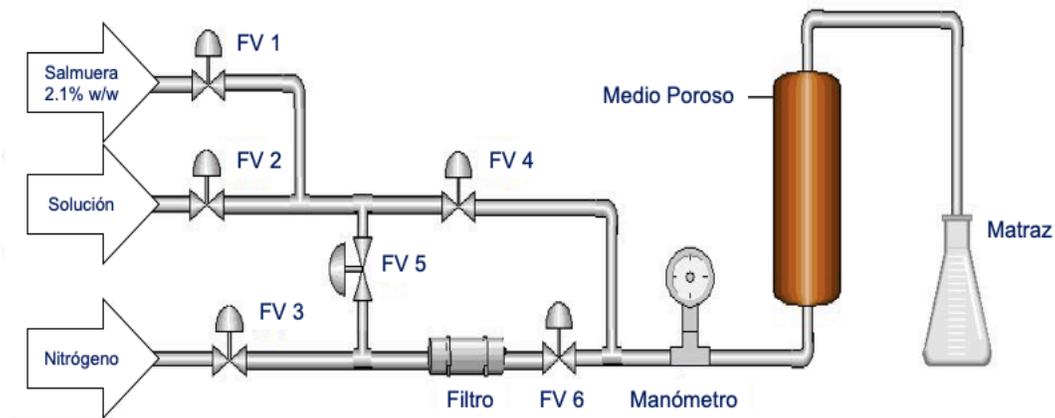


Figura 10.- Diagrama del experimento en medio poroso.

5. Protocolo del experimento

5.1. Experimento en tubo de ensayo

El protocolo empleado se muestra a continuación en la Tabla 4, se especifican las condiciones experimentales y la justificación para cada paso de los experimentos realizados.

Tabla 4.- Protocolo muestra para el experimento de tubo de ensayo.

	Paso	Condiciones	Justificación
1	Preparación disolución espumante a la concentración requerida.	Presión: 14.69 psia Temperatura: 22–25 °C	Tener disolución espumante representativa para prueba estabilidad.
2	Adición de volumen fijo (15 mL) de disolución espumante en el tubo graduado evitando agitación.	Presión: 14.69 psia Temperatura: 22–25 °C	Preparar el sistema para la generación de espuma.

3	Inyección del gas de prueba (N ₂) a baja presión a través del filtro de burbujeo del tubo graduado.	Presión: 14.69 psia Temperatura: 22–25 °C Velocidad de inyección (nitrógeno): 10 cm ³ /min Tiempo de inyección: 3 min.	Generar la espuma en el tubo graduado.
4	Registro de la altura de la columna de espuma con respecto al tiempo.	Presión: 14.69 psia Temperatura: 22–25 °C	Generar curva de estabilidad de la espuma.
5	Paro de la prueba una vez que la espuma se degrada. Lavar equipo y preparar la siguiente disolución.	---	Completar el conjunto de pruebas de estabilidad de espumas.

5.2. Experimento en medio poroso

El protocolo empleado se muestra a continuación en la Tabla 5, se especifican las condiciones experimentales y la justificación para cada paso de los experimentos realizados.

Tabla 5.- Protocolo muestra para el experimento en medio poroso.

Paso		Condiciones	Justificación
1	Lavado y Preparación del medio poroso. Pesar muestra seca.	Presión: 14.69 psia Temperatura: 22–25 °C	Preparar la muestra con procesos de lavado y secado.

2	Preparación de fluidos a inyectar: Salmuera sintética y disolución espumante.	Presión: 14.69 psia Temperatura: 22–25 °C	Obtener fluidos representativos para prueba.
3	Inyección de salmuera sintética 2.1% w/w a diferente velocidad de inyección. Registro de cambios de presión.	Presión: 14.69 psia Temperatura: 22–25 °C Velocidad de inyección (disolución): 1–9 cm ³ /min	Calcular la permeabilidad absoluta del medio poroso.
4	Inyección de 2.5 VP de salmuera sintética 2.1% w/w y registro de la presión a lo largo del tiempo.	Presión: 14.69 psia Temperatura: 22–25 °C Velocidad de inyección (disolución): 2.87 cm ³ /min	Saturar el medio poroso.
5	Inyección de 2.5 VP de disolución espumante y registro la presión a lo largo del tiempo.	Presión: 14.69 psia Temperatura: 22–25 °C Velocidad de inyección (disolución): 2.87 cm ³ /min	Saturar el medio poroso.
6	Inyección 2.5 VP de espuma (generada antes de ingresar al medio poroso en un filtro) y registro la presión a lo largo del tiempo.	Presión: 14.69 psia Temperatura: 22–25 °C Velocidad de inyección (disolución): 2.87 cm ³ /min Velocidad de inyección (nitrógeno): 5.75 cm ³ /min	Saturar el medio poroso de espuma y bloqueo de los canales de flujo.
7	Inyección de 2.5 VP de salmuera sintética 2.1% w/w y registro la presión a lo largo del tiempo.	Presión: 14.69 psia Temperatura: 22–25 °C Velocidad de inyección (disolución): 2.87 cm ³ /min	Registrar la resistencia al flujo en el medio poroso provocada por la espuma.

8	Una vez completado el paso 6. Desmontar medio poroso, pesar, lavar y secar para continuar con las siguientes pruebas.	Presión: 14.69 psia Temperatura: 22–25 °C	Completar prueba de formación de espuma.

6. Resultados experimentales y análisis

6.1. Experimento en tubo de ensayo

En el experimento de tubo de ensayo se obtuvieron resultados prometedores, el sistema SAP mostró una mayor estabilidad respecto a los otros dos sistemas y como se esperaba, la estabilidad de las espumas y tiempo de permanencia se reducía conforme la salinidad aumentaba. El tiempo de permanencia promedio de los tres experimentos se muestra en la Tabla 6, donde se observa que el sistema SAP presenta mayor tiempo de permanencia en las diferentes salmueras utilizadas.

Tabla 6.- Tiempo de duración de las espumas.

		Tiempo de estabilidad (min)		
		Salmuera 2.1% w/w	Salmuera 4.2% w/w	Salmuera 8.4% w/w
Sistemas	Surfactante	1.71	2.06	2.42
	Polímero-Surfactante	7.71	4.36	1.24
	SAP	12.08	7.92	3.37

Los experimentos realizados en agua destilada fueron hechos con la finalidad de tener una referencia o control en el laboratorio para el comportamiento de las espumas, sin embargo, se entiende que el interés del empleo potencial de espumas como método de recuperación mejorada radica en la estabilidad y buen desempeño de éstas en ambientes salinos. Como se observa en el Gráfico 1, el comportamiento de las espumas en agua destilada es muy estable, ya que después de dos horas de haberse formado siguen teniendo un valor R superior a 0.8, es importante notar que las espumas que mostraron mayor estabilidad fueron las generadas a partir de surfactante, lo anterior podría deberse al tipo de interacción que tiene el surfactante empleado con el medio acuoso. No se evaluó ni profundizó sobre la estabilidad de las espumas en agua destilada, debido a que este trabajo se enfocó en el desempeño de sistemas espumantes bajo condiciones de salinidad elevada.

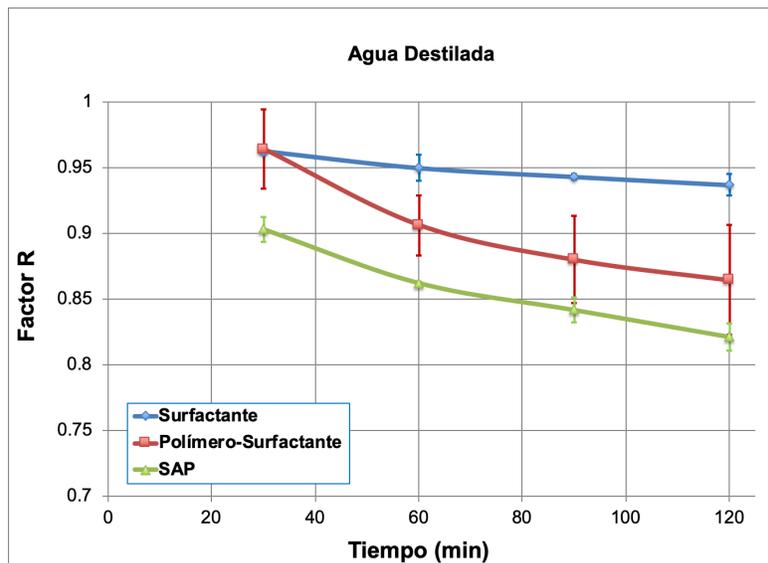


Gráfico 1.- Estabilidad de las espumas en agua destilada.

Por otra parte, el uso de salmuera sintética al 2.1% w/w, afectó la estabilidad de los sistemas generados, presumiblemente por la salinidad del medio acuoso. Como se observa en el Gráfico 2, la espuma generada a partir de SAP fue la que mostró mayor estabilidad con respecto al tiempo (12 minutos; $R = 0$). Al comparar este tiempo con el obtenido en el tiempo de permanencia del experimento en agua destilada (120 min; $R = 0.82$) se nota el efecto de la salinidad en las espumas. En específico, la espuma generada a partir de surfactante muestra muy baja estabilidad, la espuma polímero-surfactante muestra una

estabilidad muy similar a la espuma SAP en los primeros 4 minutos, después de eso el sistema SAP muestra una estabilidad mucho mayor que los otros dos sistemas.

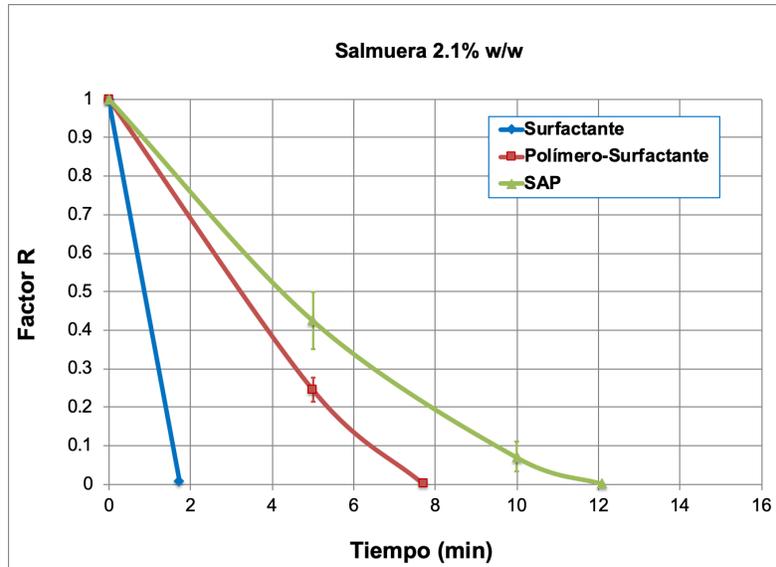


Gráfico 2.- Estabilidad de las espumas en salmuera sintética al 2.1% w/w.

En la salmuera sintética al 4.2% w/w la estabilidad de los 3 sistemas obtenidos volvió a disminuir; como se observa en el Gráfico 3, la diferencia de la estabilidad es mucho más notable y la estabilidad del sistema SAP es mayor comparada con los otros dos sistemas.

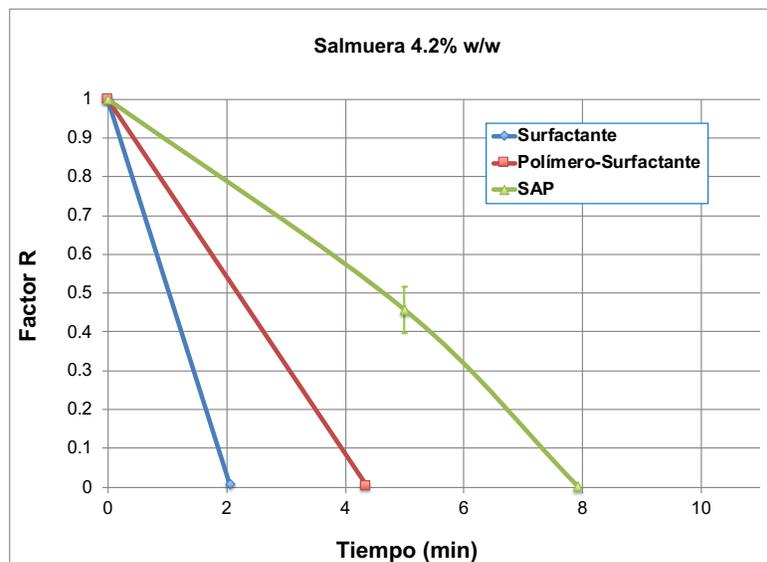


Gráfico 3.- Estabilidad de las espumas en salmuera sintética al 4.2% w/w.

De manera adicional y como era esperado, la salinidad afectó la estabilidad de espumas obtenidas con la salmuera sintética al 8.3% w/w, dando como resultado una estabilidad muy baja para los tres sistemas, debido al alto contenido de sal. A pesar de esto, la espuma preparada con el agente espumante SAP fue la más estable superando notablemente a las otras dos espumas, como se observa en el Gráfico 4.

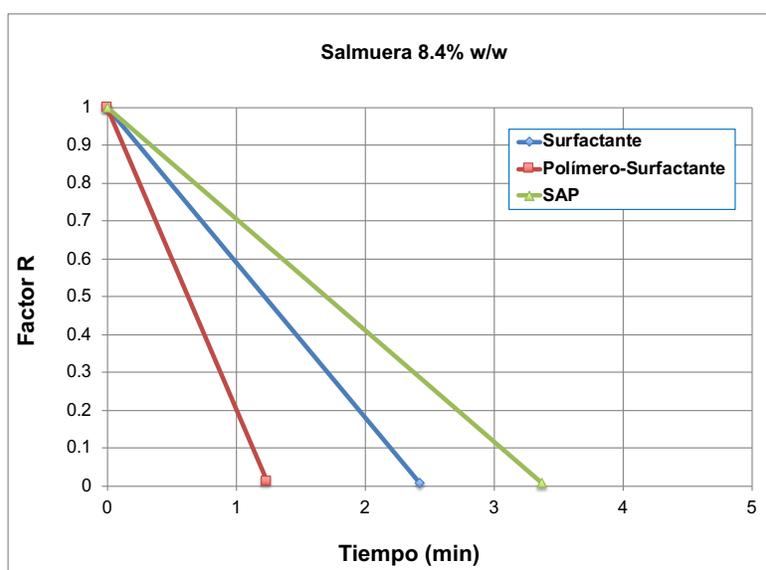


Gráfico 4.- Estabilidad de las espumas en salmuera sintética al 8.4% w/w.

6.2. Experimento en medio poroso

En esta sección se presentan los resultados obtenidos en las pruebas para obtener las propiedades del medio poroso, así como las utilizadas para medir la estabilidad de las espumas.

6.2.1. Medio poroso

Para esta prueba se requiere la determinación de las propiedades básicas del medio poroso como son la permeabilidad absoluta y la porosidad, debido a que se involucra el desplazamiento de fluidos a través de un medio poroso. El procedimiento para calcular la permeabilidad absoluta se describe en el Anexo 2. El medio poroso utilizado para estas pruebas se preparó en el laboratorio, compactando la arena manualmente. Al finalizar la

prueba se desechaba la arena. Esta forma de preparación del medio poroso provocó que las propiedades de permeabilidad y porosidad del medio poroso variaran para cada preparación. Las propiedades obtenidas para los diferentes medios preparados se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7.- Propiedades básicas de los medios porosos.

		Propiedades	
		Permeabilidad (mD)	Porosidad (%)
Experimentos	Surfactante (1)	15,001	27.601
	Surfactante (2)	12,917	30.264
	Polímero-Surfactante (1)	2,123	27.399
	Polímero-Surfactante (2)	11,924	28.832
	SAP (1)	14,308	28.039
	SAP (2)	3,252	30.757

La determinación de la distribución de grano del medio poroso utilizado se realizó mediante el uso de tamices de ensayo de diferentes medidas, se observa en el Gráfico 5 que el tamaño de grano es de 250 μm , con una distribución del 80% (el porcentaje del tamaño de grano fue obtenido por triplicado).

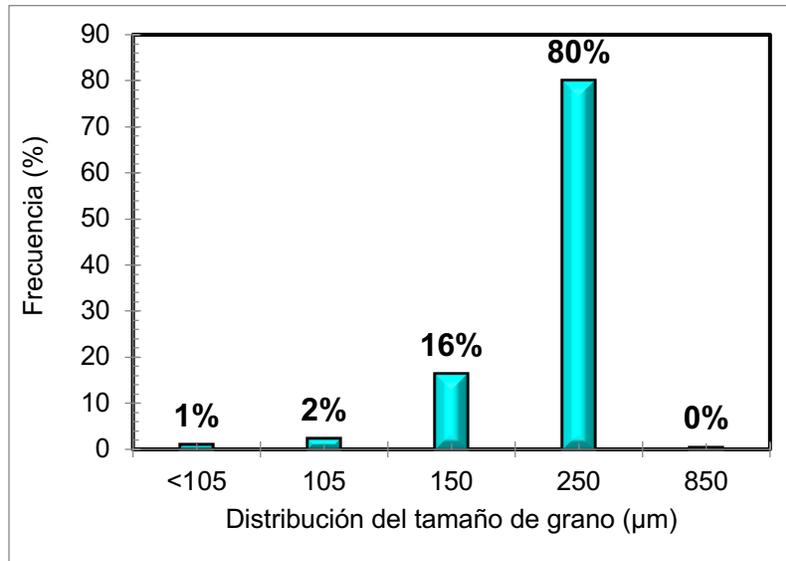


Gráfico 5.- Distribución de la arena utilizada.

6.2.2. Factor de resistencia y Factor de resistencia residual

Los resultados obtenidos durante el experimento del medio poroso mostraron gran diferencia entre las espumas generadas a partir de polímero-surfactante y SAP en comparación con la espuma obtenida de surfactante, este resultado era esperado debido al aumento de la viscosidad de la espuma ocasionado por el polímero. También se puede notar el bajo rendimiento de la espuma surfactante en comparación con las otras dos espumas en el experimento de tubo de ensayo (Gráfico 2), donde la estabilidad de la espuma a partir de surfactante fue muy baja, afectando directamente su tiempo de permanencia dentro del medio poroso.

Debido a las diferentes propiedades que los medios porosos presentaron entre si, se optó por analizar los resultados en dos grupos que tuvieran datos de permeabilidad y porosidad similares. Los grupos quedaron de la siguiente forma:

Grupo 1

- Surfactante (2)
- Polímero-Surfactante (2)

- SAP (1)

Grupo 2

- Polímero-Surfactante (1)
- SAP (2)

En el Gráfico 6 se observa que la espuma formada con disolución SAP mostró el mayor aumento de presión, debido a que la espuma muestra una mayor tolerancia a la salinidad, y presenta una mayor viscosidad debida al polímero. Al ser la espuma de SAP la más viscosa ésta tendrá un desplazamiento más lento y eficiente a través del medio poroso, por lo que se puede esperar que la espuma bloqueará más canales con preferencia de flujo.

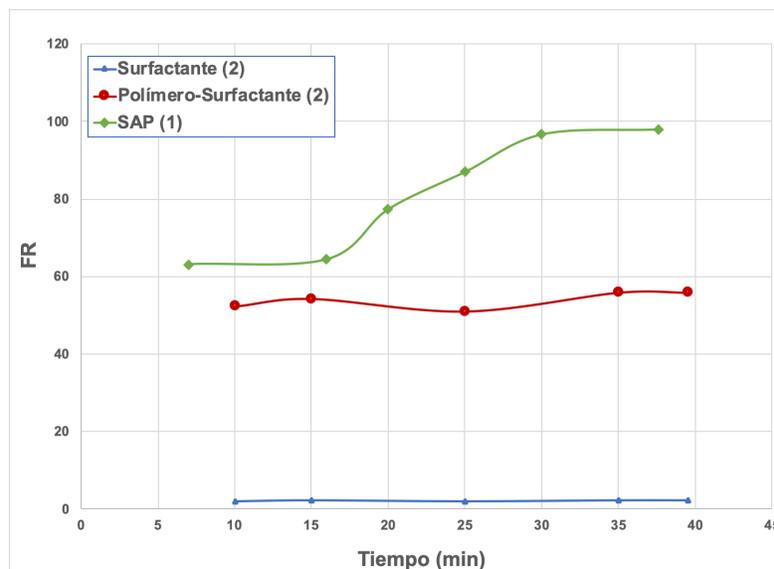


Gráfico 6.- Comportamiento del Factor de Resistencia grupo 1.

El Factor de Resistencia Residual mostrado en el Gráfico 7 muestra que la espuma de SAP logró formar un bloqueo parcial más estable en el medio poroso, con lo que mantuvo una mayor reducción en la permeabilidad y mayor tiempo de permanencia en los canales de flujo del medio poroso aún después de casi 40 minutos de inyección de salmuera por el medio poroso.

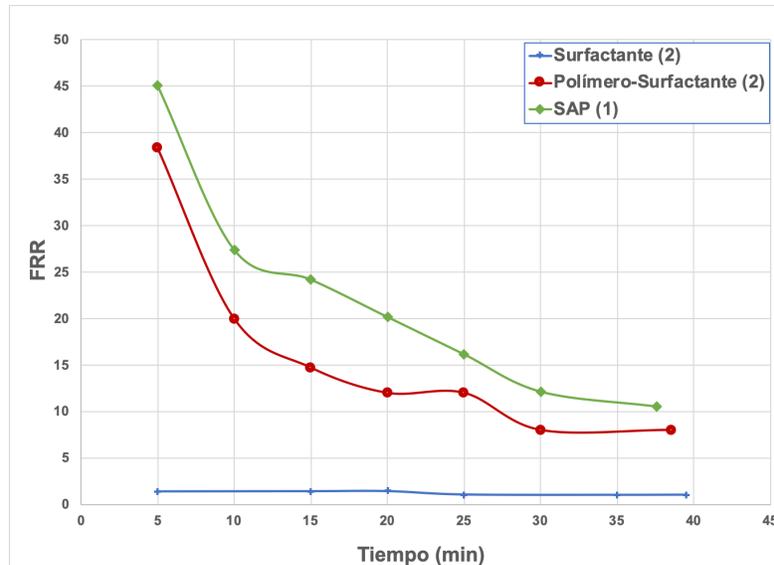


Gráfico 7.- Comportamiento del Factor de Resistencia Residual grupo 1.

En los Gráficos 8 y 9 se observa el comportamiento del grupo 2, el cual integra los experimentos con la menor permeabilidad. Aunque su comportamiento es similar al grupo 1 y ayuda a confirmar el buen desempeño del sistema SAP, muestra algunas diferencias como las caídas mostradas en el Gráfico 8 que podrían indicar que la espuma generó algunas fracturas en el medio poroso.

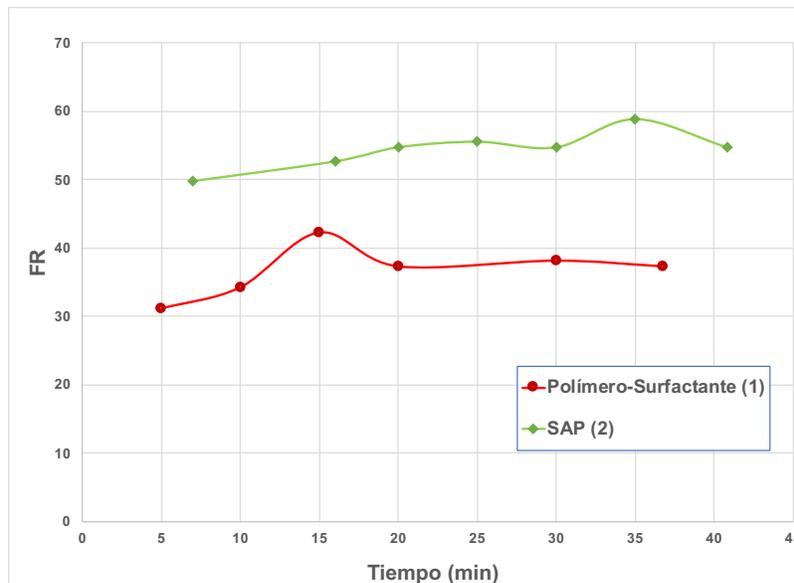


Gráfico 8.- Comportamiento del Factor de Resistencia grupo 2.

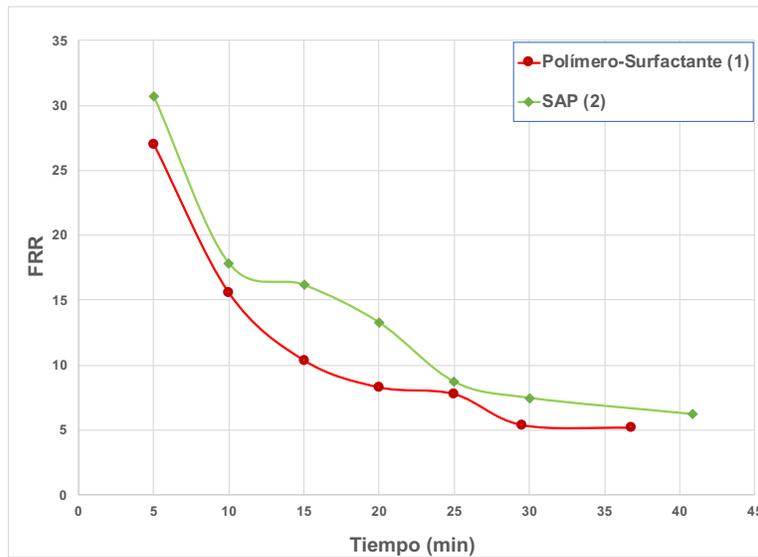


Gráfico 9.- Comportamiento del Factor de Resistencia Residual grupo 2.

Al observar los resultados de los experimentos en tubo de ensayo y el de medio poroso, se puede concluir que al usar el sistema SAP en la generación de espuma se obtiene una espuma más estable en diferentes salinidades y con mejor desempeño en una aplicación física como lo es el medio poroso. Además, al obtener buenos resultados en los experimentos, y ya que estos evalúan diferentes características de las espumas, se puede dar como exitosa la hipótesis antes planteada y dar paso a otras etapas de investigación para llegar en un futuro a una mejora tecnológica en la industria petrolera.

7. Casos Reales de Inyección de espuma

7.1. Bloque Rio Chitamena, campo Cusiana (Colombia)

Para la prueba piloto de inyección de espuma en el campo Cusiana, Colombia se aplicó en un pozo inyector de gas, donde se inyectan alrededor de 20 MM pce/d de gas hidrocarburo, a una presión en cabeza de aproximadamente 3,000 psi y una temperatura de 130 °F. Para la prueba, se inyectaron 600 bl de disolución espumante, usando el químico comercial Petrostep C1, diluido al 40%, a una tasa de 20 BPD y disperso en los 20 MMpce/d que se inyectan en el pozo. Esta relación representa una concentración de disolución espumante diluida de 1,286 ppm (0.1286% w/w), y de químico activo de 207 ppm (0.0207% w/w), a

condiciones de yacimiento (4,000 psi y 260 °F). Durante los 60 días requeridos para la inyección del volumen total de disolución espumante dispersa, se inyectaron 1,200 MMPce de gas, lo que representa una profundidad de invasión del tratamiento de aproximadamente 300 pies.

El pozo productor donde se registraron los cambios debido a la inyección de la espuma mostró un incremento en la tasa de aceite producido de aproximadamente un 20%, y un mantenimiento de la relación gas/aceite (RGA) al poco tiempo después de finalizar el ciclo de inyección del químico disperso, como se observa en la Figura 11. Estas condiciones perduraron por un período de entre 3 y 6 meses, y generaron una producción incremental de aceite de aproximadamente 30,000 barriles. El monitoreo riguroso del proyecto se suspendió debido a la necesidad de incrementar la presión de flujo en cabeza por razones operativas.

Este resultado, aunque modesto en cuanto a producción incremental de aceite, se considera bastante exitoso desde el punto de vista técnico, y abre la oportunidad de realizar otras operaciones de este tipo en otros pozos/campos del Piedemonte Llanero colombiano.⁸

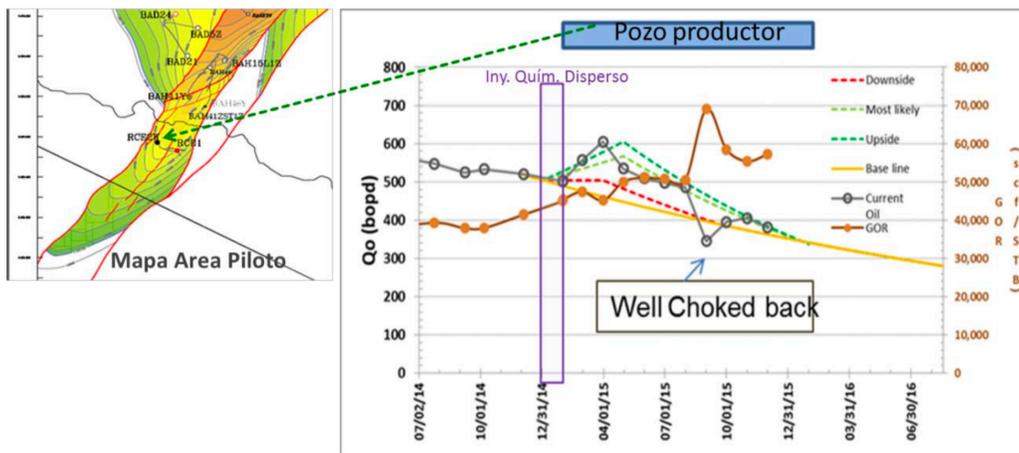


Figura 11.- Área piloto y comportamiento del pozo productor influenciado por la inyección de espuma.⁸

7.2. Bloque JIN 90, campo Liaohe (China)

El bloque JIN 90 está ubicado al oeste del yacimiento Liaohe Huanxiling. Desde que este bloque fue desarrollado en 1985 ha experimentado, después de su agotamiento natural, la inyección cíclica de vapor, inyección de agua e inyección de espuma de nitrógeno. La prueba piloto de inyección de espuma de N₂ inició en septiembre de 1996, en el Bloque JIN 90 en el campo de Liaohe. La porosidad promedio es de 29.7%, y la viscosidad del crudo en las condiciones originales de formación es de 110–129 cP.

En septiembre de 1996, se seleccionó el patrón de pozos 19-141, para realizar una prueba piloto de inyección de espuma de nitrógeno. Anteriormente, en la etapa inicial de este patrón de pozos, se produjeron tres pozos por agotamiento natural, y el factor de recuperación de este patrón de pozos fue de 2.7%. En esta etapa, se produjo el 25% del OOIP en este patrón de pozos, y la relación aceite-vapor acumulada fue de 1.91. La inyección de agua se aplicó como alternativa a la estimulación cíclica de vapor en septiembre de 1992, debido a que el método dejó de ser rentable. El factor de recuperación de petróleo se incrementó en un 5.3% a través de la inyección de agua. En 1996, la espuma de nitrógeno sustituyó a la inyección de agua. Al principio de la inyección de espuma, la concentración del agente espumante era de 0.5–2.0%, 19 meses más tarde, la concentración se redujo al 0.3–0.4 %. La tasa promedio de inyección fue de 142.1 m³/d y la relación promedio gas-líquido fue de 0.4.

Después de cuatro meses de inyección de la espuma, se observaron buenas respuestas en el patrón de pozos. La tasa diaria de producción de petróleo aumentó de unas 15 a 20-50 ton/d y la tasa de producción de un solo pozo aumentó de unas 5-10 ton/d. El corte de agua se mantuvo alrededor del 80%. De septiembre de 1996 a mayo de 1999, la producción acumulada de petróleo y agua fue de 29,100 toneladas y 81,500 metros cúbicos respectivamente.

Debido al éxito de la inyección de espuma de nitrógeno en las pruebas piloto, se comenzaron a adaptar más patrones de pozo para la inyección de espuma. A finales de agosto de 2000, se habían instalado 9 modelos de pozos de inyección de espuma. Después de 54 meses, se produjo el 9.75% del OOIP de 9 patrones de pozos. En febrero de 2004, las zonas de inyección de espuma de nitrógeno continuaron expandiéndose hacia los lados

este y oeste del bloque. A finales de julio de 2004, se habían instalado 13 patrones piloto con 47 pozos de producción y 13 pozos de inyección. Todos los patrones pilotos mostraron una respuesta favorable exhibiendo una mejor eficiencia de barrido, mayor producción de petróleo y mayor presión en el yacimiento.

La producción de petróleo en el área de los 9 patrones de pozos aumentó de 156.1 a 230.9 ton/d después de dos meses de inyección de espuma a gran escala. La producción diaria de petróleo en un sólo pozo aumentó de 4.0 a 5.5 ton/d. Sin embargo, esta tasa de producción optimista duró muy poco tiempo. En junio de 2001, la producción diaria de petróleo de esta zona disminuyó a 119.1 ton/d, que es la tasa más baja desde la inyección de espuma. Después de julio de 2001, la concentración de inyección, la tasa de inyección, la relación gas-líquido incrementaron y el esquema de inyección se cambió a inyección continua. Después de los ajustes en los parámetros de inyección, la producción de petróleo comenzó a aumentar gradualmente a partir de septiembre. En diciembre de 2001, la tasa de producción diaria de petróleo aumentó a 144 ton/d.

La Figura 12 presenta la curva de producción del pozo 19-162 en el patrón JIN 19-141. Las dos líneas de guiones paralelas al eje y representan tres etapas de desarrollo del Bloque JIN 90. Durante la inyección, el corte de agua es de más del 95%. Después de tres meses de inyección de espuma, el agua disminuyó a menos del 70%, y la producción de aceite aumentó de aproximadamente 1 hasta 10 toneladas por día. Lo que prueba que los canales preferentes de flujo fueron bloqueados por la espuma.

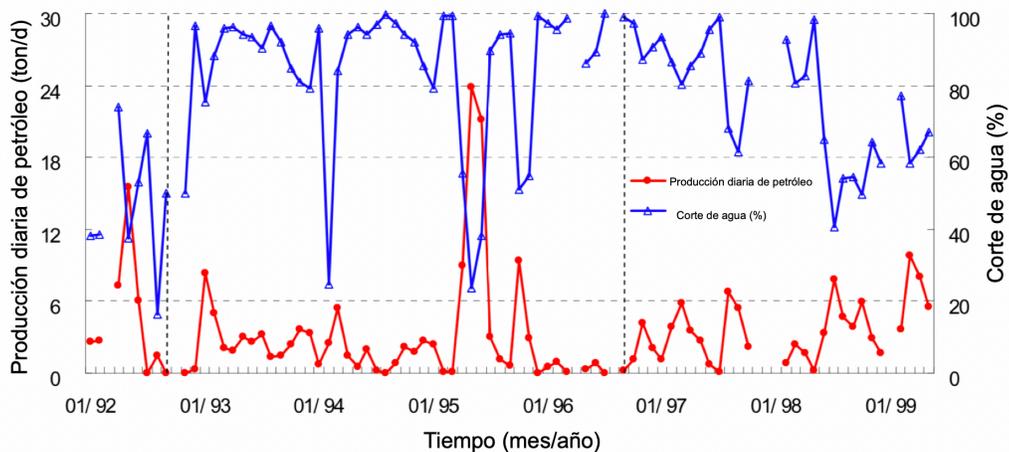


Figura 12.- Curva de producción del pozo 19-162.²¹

El costo operativo del petróleo de la inyección de espuma de nitrógeno en el Bloque JIN 90 fue de 628.7 yuan/tonelada. Basados en la inversión para la prueba, el costo de operación, la tasa de producción de petróleo, etc., se evaluó el beneficio económico hasta finales de 2002. Al suponer un precio de venta real en el yacimiento de Liaohe de 1,474 yuanes/tonelada, el período de amortización sería de 3.26 años.²¹

7.3. Bloque Akal, campo Cantarell (México)

Con la intención de contener el avance del contacto gas-aceite, la producción de gas y la relación gas-aceite. En el año 2008 PEMEX a través del grupo estratégico Cantarell o GEC estudió diversas técnicas de recuperación mejorada siendo la inyección de espumas una de las técnicas con mayor posibilidad de éxito.

La selección de los pozos para las pruebas piloto se basó principalmente en las condiciones de operación como:

- RGA
- El contenido de nitrógeno en el gas producido
- La distancia de la cima del intervalo productor con respecto al contacto gas-aceite

Una vez revisados estos parámetros, se seleccionaron el pozo C-468D de la plataforma Akal-GP y el pozo C-317 de la plataforma Akal-I.

En mayo de 2008, se realizó la primera prueba de control de movilidad, con una duración de 10 horas de inyección de espuma en el pozo C-468D de la plataforma Akal-GP, donde se obtuvieron resultados favorables que permitieron extender la vida productiva del pozo al reducir la producción del gas del casquete.

Debido al éxito obtenido en octubre de 2008 una segunda prueba de inyección de espuma fue realizada con una duración de 4 días, con la finalidad de disminuir la movilidad del gas en el pozo C-317 de la plataforma Akal-I. El pozo ya mencionado se encontraba bajo la influencia del casquete de gas, presentando: una baja producción de aceite, alta producción de gas, alta concentración de gas nitrógeno y un corte de agua con alta salinidad.

Al abrir el pozo y estabilizarlo después del tratamiento se observó que, aunque la disminución en la producción de gas fue minúscula, el gas producido presentó bajas concentración de nitrógeno, lo que quiere decir que se redujo la cantidad de nitrógeno canalizado y aumentó la producción de gas del casquete. A pesar de que la reducción en el gas fue muy baja, la producción de aceite presentó un aumento de 750 BPD hasta 1,000 BPD, representando un aumento en la producción de 33%, según se reportó, la prueba tuvo un costo aproximado de 2.1 MDD.¹⁷

8. Conclusiones y Recomendaciones

8.1. Conclusiones

El resultado más importante de la presente investigación es que se demuestra experimentalmente que sí es posible lograr la formación de espumas con mayor estabilidad en ambientes salinos usando como disolución espumante al sistema SAP. Estos resultados demuestran que la hipótesis básica de la cual se partió para esta investigación era correcta, y que esta formulación de espumas puede llevarse a otro nivel de investigación, donde se incluyan las condiciones representativas de yacimiento como son la temperatura, presión y el uso de concentraciones químicas equivalentes a las usadas en campo.

Además, se plantean las siguientes conclusiones específicas de este trabajo:

- 1) En los experimentos de tubo de ensayo, la espuma formada con la disolución SAP muestra una mayor tolerancia a la salinidad en comparación con las espumas formadas con surfactante y surfactante-polímero.
- 2) La salinidad tiene un efecto significativo en la formación de espuma, esto se observa en los resultados del experimento de tubo de ensayo donde conforme aumenta la salinidad el tiempo de permanencia de las espumas desciende drásticamente.
- 3) La espuma de SAP es más tolerante a la salinidad y presenta una mayor viscosidad, con lo cual se logró el mayor incremento de presión en el medio poroso, resultando en un barrido del medio poroso más eficiente, a través del bloqueo de más canales preferentes al flujo.

- 4) La espuma de SAP generó un bloqueo parcial más estable y duradero, en el medio poroso, en presencia de un ambiente salino en comparación con las otras espumas. Esto es muy importante porque el bloqueo generado en los canales de alta permeabilidad provoca que el fluido inyectado después de la espuma pueda barrer los canales de baja permeabilidad que no han sido alcanzados.
- 5) Todos los resultados obtenidos en esta investigación soportan la viabilidad conceptual de implementar el sistema espumante SAP para la generación de espumas más estables en presencia de salinidad.
- 6) Tomando en cuenta los casos reales de éxito en la inyección de espuma, se demuestra que puede ser un método alternativo de EOR para diferentes yacimientos de petróleo, ya que mejora la eficiencia de barrido y aumenta la viscosidad del fluido de desplazamiento.
- 7) El desarrollo de una nueva tecnología es un proceso largo pero muy importante para la economía de cualquier país, debido a que alrededor de este se generan cadenas de bienes y servicios para hacer viable dicha tecnología.

8.2. Recomendaciones

El trabajo presentado fue parte de la primera etapa para evaluar el sistema SAP en la formación de espumas con mayor estabilidad, a continuación, se presentan puntos de mejora a considerar para la investigación en este tipo de sistemas y así lograr mejores resultados.

Se sugiere complementar el proyecto con las siguientes actividades y recomendaciones:

- 1) Usar concentraciones químicas equivalentes a las usadas en campo en la preparación de las disoluciones, esto con el fin de que los resultados sean representativos del comportamiento de la espuma en el medio poroso durante un proceso de recuperación mejorada de hidrocarburos.

- 2) Se propone realizar los experimentos añadiendo un incremento en la presión y temperatura, este punto es importante debido a que las espumas son térmicamente inestables, por lo que sería interesante observar el comportamiento del sistema SAP a una mayor temperatura. Además, con un incremento en la presión y temperatura los resultados podrían ser escalables para la implementación de una prueba piloto en campo.
- 3) Usar un medio poroso consolidado como lo es un núcleo, debido a que al usar un medio poroso no consolidado se obtienen diferentes permeabilidades una por cada medio poroso usado, como se puede observar en la Tabla 7. Esto dificulta el análisis de resultados debido a que se agrega otra variable como lo es la permeabilidad, lo que provoca que no sean comparables los experimentos entre sí.
- 4) Se recomienda adicionar al experimento de medio poroso una prueba de recuperación de petróleo. El objetivo de esta prueba es tener un panorama de los resultados que se esperarían en una prueba piloto en un yacimiento.
- 5) Se recomienda el diseño de estrategias que permitan el escalamiento desde la escala núcleo en una dimensión hasta una escala a nivel yacimiento.
- 6) Realizar pruebas experimentales análogas a las ejecutadas en este proyecto para muestras de roca naturalmente fracturadas, con el fin de confirmar el comportamiento de las espumas. Ya que, de confirmarse el comportamiento, representaría una ventana de oportunidad para la aplicación de este método en la recuperación mejorada de hidrocarburos en México.
- 7) Antes de avanzar a otra etapa fuera de laboratorio, es recomendable realizar un estudio de factibilidad económica del método comparado con otros productos existentes en el mercado.

9. Referencias

1. Caballero, J. L. Producción petrolera mexicana, menguante. *El economista* (2017).
2. Ferrer, M. P. de. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. (2001).
3. Rangel Gérman, E. El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada. (2012).
4. McGlade, C., Sondak, G. & Han, M. Whatever happened to enhanced oil recovery? (2018).
5. CNH & SENER. Documento Técnico 1: Factores De Recuperación. **1**, 116 (2010).
6. Ortíz Gallardo, V. G. Curso 'Retos de la Innovación'. IMP. (2019).
7. Shell Global Solutions International B.V. Hydrocarbon Recovery Optimisation. 34 (2016). doi:10.1201/9781420014044.ch7
8. Ocampo Flórez, A. A. Efecto de la concentración del químico disperso en la formación de espumas en medios porosos. (Universidad Nacional de Colombia Facultad, 2016).
9. Romero-Zerón, L. The role of porous media wettability on foamed gel propagation and fluid diverting performance. (University of calgary, 2004).
10. Cortes Rojas, J. C. & Fuentes Mejia, F. A. Metodología experimental para la utilización de espumas como agentes divergentes. (Universidad Industrial De Santander, 2011).
11. Wei, B., Romero-Zerón, L. & Rodrigue, D. Formulation of a self-assembling polymeric network system for enhanced oil recovery applications. *Adv. Polym. Technol.* **33**, 1–12 (2014).
12. Matias, C. Inyección De Espumas En Proyectos De Recuperación Mejorada ; Control De Movilidad Del Gas. (UNAM, 2011).
13. Oil Glossary, S. Estimulación. Available at: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/stimulation.aspx>. (Accessed: 10th September 2019)
14. Vikingstad, A. K. 176-Static and dynamic studies of foam and foam-oil interactions. Phd (2006).
15. Arce Vazquez, M. B. Uso integral del almidón de amaranto (*Amaranthus hypochondriacus* L.) en la producción de CGTasa para la síntesis de ciclodextrinas. (Universidad Autónoma Metropolitana, 2017).
16. Ransohoff, T. . & Radke, C. J. Mechanisms of Foam Generation in Glass-Bed Packs.

- SPE Reserv. Eng. (1988).
17. Fócil Arias, G. Estudio del transporte de espumas a través de medios porosos para el control de la movilidad del gas. (IPN, 2017).
 18. Lunkenheimer, K. & Malysa, K. Simple and Generally Applicable Method of Determination and Evaluation of Foam Properties. *J. Surfactants Deterg.* **6**, (2003).
 19. Castro, R. H. Análisis de un Proceso de Inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG) usando simulación numérica. Tesis Maest. en Ing. Hidrocarburos, Univ. Ind. Santander, Esc. Ing. Petróleos. 1–5 (2011). doi:10.1007/s13398-014-0173-7.2
 20. Velazquez, L. Inyección de Polímeros en Yacimientos Petroleros como Método de Recuperación Mejorada. *J. Chem. Inf. Model.* **53**, 1689–1699 (2008).
 21. Lin, Y. & Yang, G. A Successful Pilot Application for N2 Foam Flooding in Liaohe Oilfield. (2006). doi:10.2118/101188-ms
 22. Colmont, G. J. Flujo de fluidos en medios porosos. (ESPOL).
 23. Díaz Paulino, L. E. & Solano Velázquez, A. V. Desarrollo y evaluación a escala de laboratorio de un trazador químico para determinar la heterogeneidad en yacimientos carbonatados. (Universidad Nacional Autónoma de México, 2016).

10. Anexos

10.1. Anexo 1. Balance de Materia

El balance de materia es un punto muy importante en esta investigación debido a que de éste dependerá la preparación de las disoluciones, las cuales son el punto principal de comparación. También otro punto importante es la preparación de las salmueras sintéticas por lo que se muestra a continuación el balance de materia de cada salmuera sintética.

En el balance de materia mostrado a continuación, se puede observar la evolución en la preparación de las diferentes disoluciones generadoras de espuma, el término “disolución” hace referencia al uso de agua destilada, salmuera 2.1% w/w, salmuera 4.2% w/w y salmuera 8.4% w/w, esto dependerá de la espuma que se desea generar. Los nombres de los materiales empleados no serán revelados a petición de la Dra. Laura Romero-Zerón.

Para el caso de las disoluciones se presenta un ejemplo de preparación de muestras de 400 g para la disolución Surfactante y 404 g para las disoluciones Polímero-Surfactante y SAP. El ejemplo presentado para las salmueras es para la preparación de una muestra de 1,500 g.

Tabla 8.- Balance de materia “Surfactante”.

Disolución Surfactante				
Material	Concentración	Masa (g)	Masa activa (%)	Masa real (g)
Surfactante “X”	50 ppm (0.005% w/w)	0.02	30%	0.07
Disolución	//	399.98	100%	399.93

Tabla 9.- Balance de materia “Polímero-Surfactante”.

Disolución Polímero-Surfactante				
Material	Concentración	Masa (g)	Masa activa (%)	Masa real (g)
Surfactante “X”	50 ppm (0.005% w/w)	0.02	30%	0.07
Polímero “Y”	1% de la masa total	4.00	100%	4.00
Disolución	//	399.98	100%	399.93

Tabla 10.- Balance de materia “SAP”.

Disolución SAP						
Material	Concentración	Masa molecular (g/mol)	Cantidad de sustancia (mol)	Masa (g)	Masa activa (%)	Masa real (g)
Surfactante “X”	50 ppm (0.005% w/w)	580	3.4482E-05	0.02	30%	0.07
Polímero “Y”	1% de la masa total	//	//	4.00	100%	4.00
β -CD	2 moléculas de surfactante x 1 de β -CD	1,135	1.7241E-05	0.02	98%	0.02
Disolución	//	//	//	399.96	100%	399.91

A continuación, se presentan las tablas para la preparación de las salmueras empleadas en este trabajo.

Tabla 11.- Balance de materia salmuera 2.1% w/w.

Componentes	Masa molecular (g/mol)	Concentración (wt %)	Composición para 1,500 g
NaCl	58.44	1.72	25.87
MgCl ₂	95.21	0.04	0.66024
CaCl ₂	110.98	0.32	4.875
Na ₂ SO ₄	142.04	0.01	0.1425
Agua Destilada	//	97.90	1,468.45

Tabla 12.- Balance de materia salmuera 4.2% w/w.

Componentes	Masa molecular (g/mol)	Concentración (wt %)	Composición para 1,500 g
NaCl	58.44	3.45	51.73
MgCl ₂	95.21	0.09	1.32
CaCl ₂	110.98	0.65	9.75
Na ₂ SO ₄	142.04	0.02	0.28
Agua Destilada	//	95.79	1,436.91

Tabla 13.- Balance de materia salmuera 8.4% w/w.

Componentes	Masa molecular (g/mol)	Concentración (wt %)	Composición para 1,500 g
NaCl	58.44	6.90	103.47
MgCl ₂	95.21	0.18	2.64
CaCl ₂	110.98	1.30	19.50
Na ₂ SO ₄	142.04	0.04	0.57
Agua Destilada	//	91.59	1,373.82

10.2. Anexo 2. Permeabilidad

La medición de la permeabilidad absoluta en laboratorio consiste en circular un fluido a través del medio poroso a diferentes velocidades de flujo y registrar la caída de presión a través de éste para cada velocidad de flujo. La permeabilidad absoluta es entonces calculada aplicando la ecuación generalizada de Darcy,²² flujo a cualquier ángulo, en unidades Darcy, de la siguiente forma:

$$q = -\frac{k A}{\mu} \left(\frac{dp}{dL} + \frac{g * \rho * \text{sen}\theta}{1.01133 * 10^6} \right) \dots \text{Ec. 4}$$

$$q = -\frac{k A}{\mu} \left(\frac{dp}{dL} + 9.67 * 10^{-4} * \rho \text{sen}\theta \right) \dots \text{Ec. 5}$$

Donde las unidades Darcy son:

Longitud: centímetros

Masa: gramos

Tiempo: segundos

Velocidad: cm/s

Gasto: cm^3/s

Presión: atm

Densidad: g/cm^3

Viscosidad: cP

Permeabilidad: Darcy

La ecuación 5 puede tomar la forma de una línea recta:

$$-\left(\frac{dp}{dL} + 9.67 * 10^{-4} * \rho \text{ sen}\theta\right) = \frac{\mu}{k * A} * q \dots \text{Ec. 6}$$



$$y = mx \dots \text{Ec. 7}$$

Por lo que, la permeabilidad absoluta puede ser calculada al obtener la pendiente (m) de un modelo matemático usando los datos de presión a diferentes velocidades de flujo.

$$k = \frac{\mu}{m * A} \dots \text{Ec. 8}$$

Para nuestro caso usamos como fluido de inyección salmuera 2.1% w/w con una densidad de $1.0116 g/cm^3$ y viscosidad igual a 1 cP, los modelos matemáticos generados para cada medio poroso se muestran a continuación:

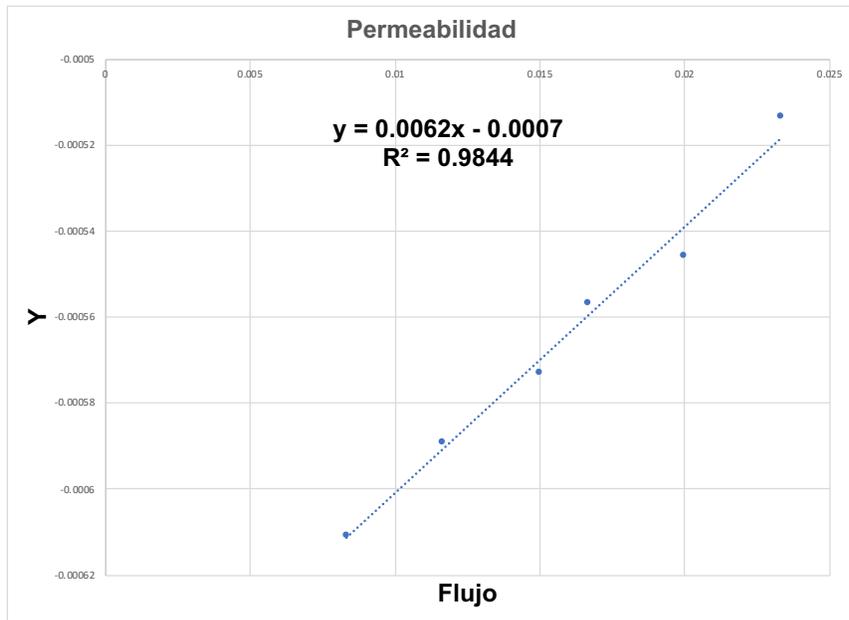


Gráfico 10.- Datos para el calculo de la permeabilidad “Surfactante (1)”.

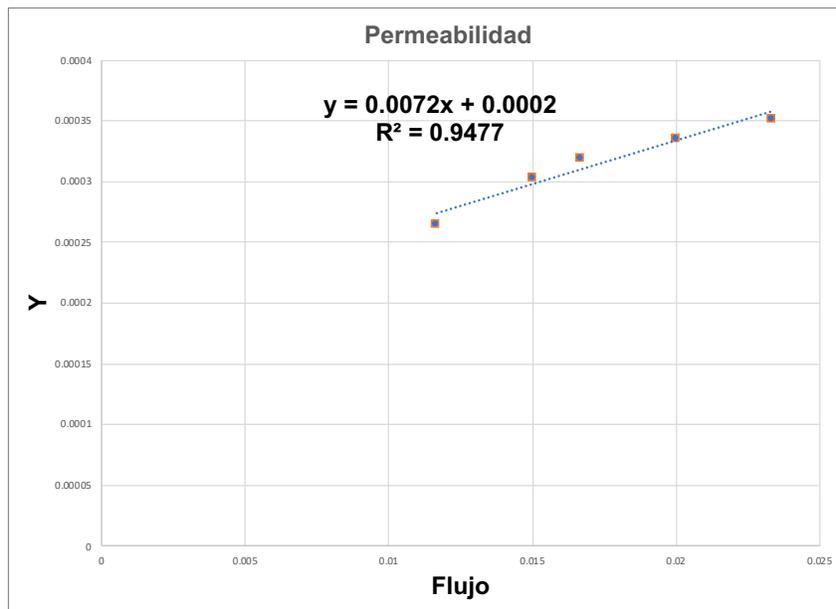


Gráfico 11.- Datos para el calculo de la permeabilidad “Surfactante (2)”.

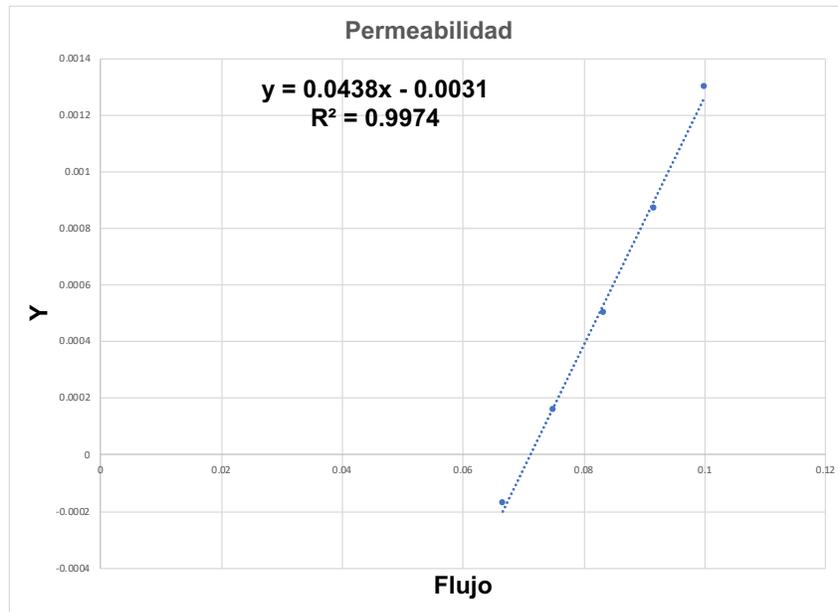


Gráfico 12.- Datos para el calculo de la permeabilidad “Polímero-Surfactante (1)”.

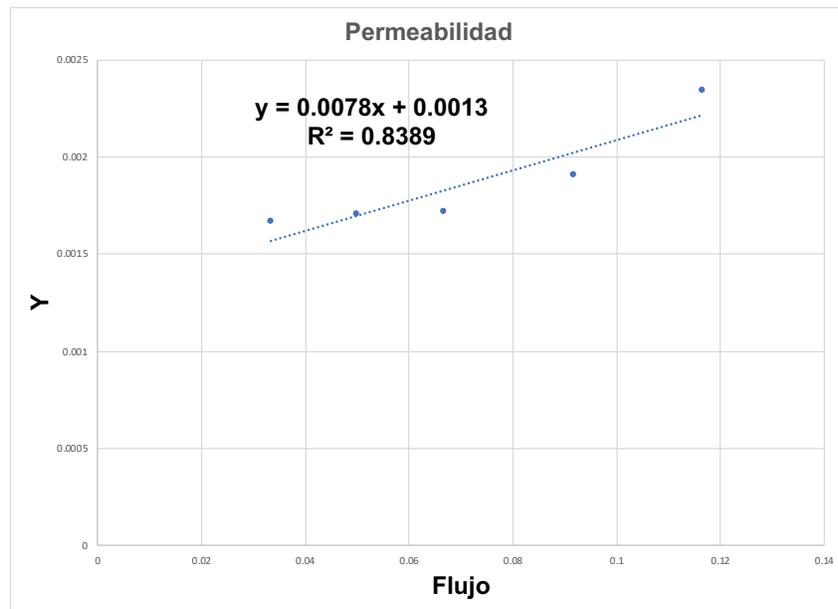


Gráfico 13.- Datos para el calculo de la permeabilidad “Polímero-Surfactante (2)”.

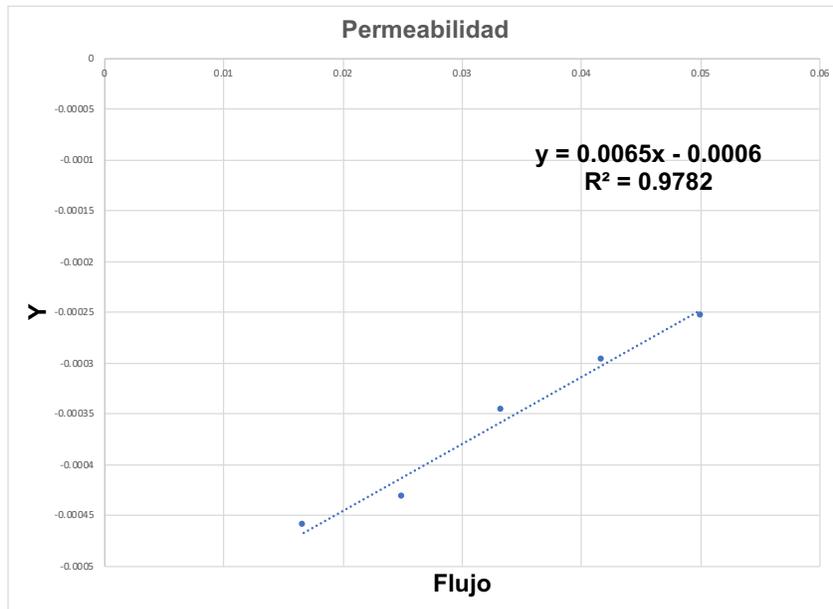


Gráfico 14.- Datos para el calculo de la permeabilidad “SAP (1)”.

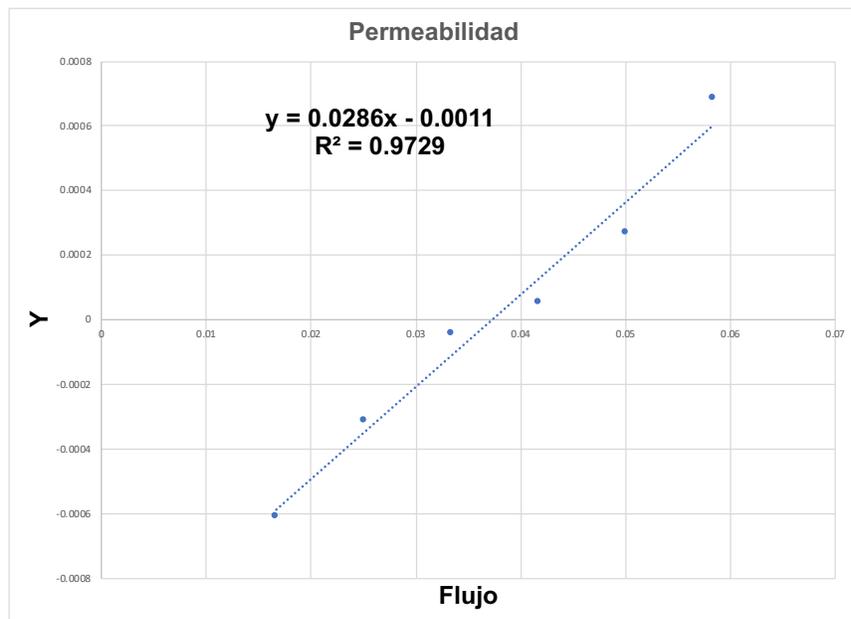


Gráfico 15.- Datos para el calculo de la permeabilidad “SAP (2)”.

10.3. Anexo 3. Reología

La Reología es la ciencia que trata de la deformación y del flujo de la materia. Cuando un fluido se somete a una fuerza cortante, se deforma o fluye; la resistencia al flujo es definida como viscosidad y se expresa como la relación del esfuerzo de corte a la velocidad de corte. Existen diferentes modelos reológicos, clasificándose en dos principales grupos, fluidos Newtonianos y No Newtonianos.²³ Para un fluido Newtoniano la viscosidad es constante, los polímeros son clasificados como fluidos no newtonianos, puesto que su viscosidad depende de la velocidad de corte.

En el caso de los polímeros el comportamiento de flujo es complejo, se comportan generalmente como fluidos pseudo-plásticos²³ y son materiales que presentan tanto propiedades viscosas como elásticas. A continuación, se mostrará el análisis reológico de las disoluciones usadas para la generación de la espuma durante los experimentos.

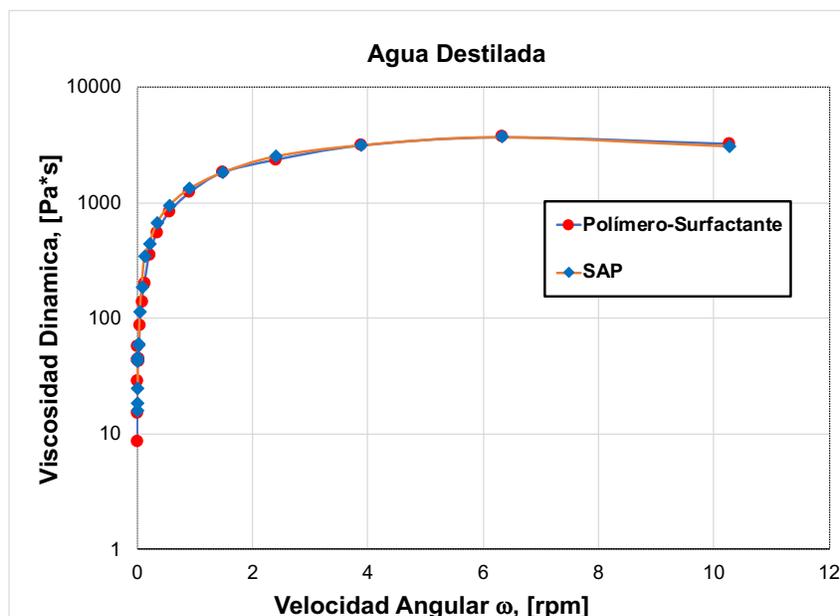


Gráfico 16.- Comportamiento de la viscosidad dinámica de los sistemas SAP y Polímero-Surfactante en agua destilada.

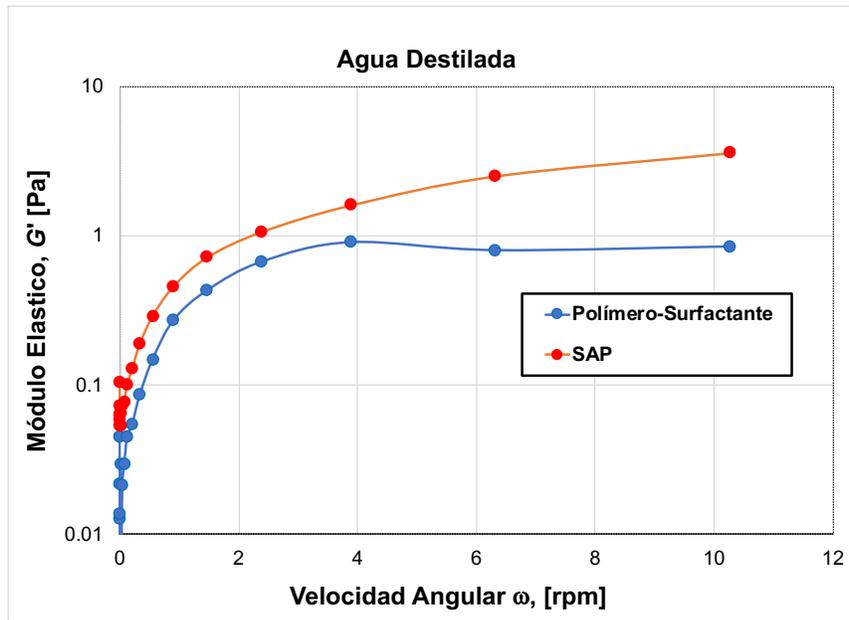


Gráfico 17.- Comportamiento del módulo elástico de los sistemas SAP y Polímero-Surfactante en agua destilada.

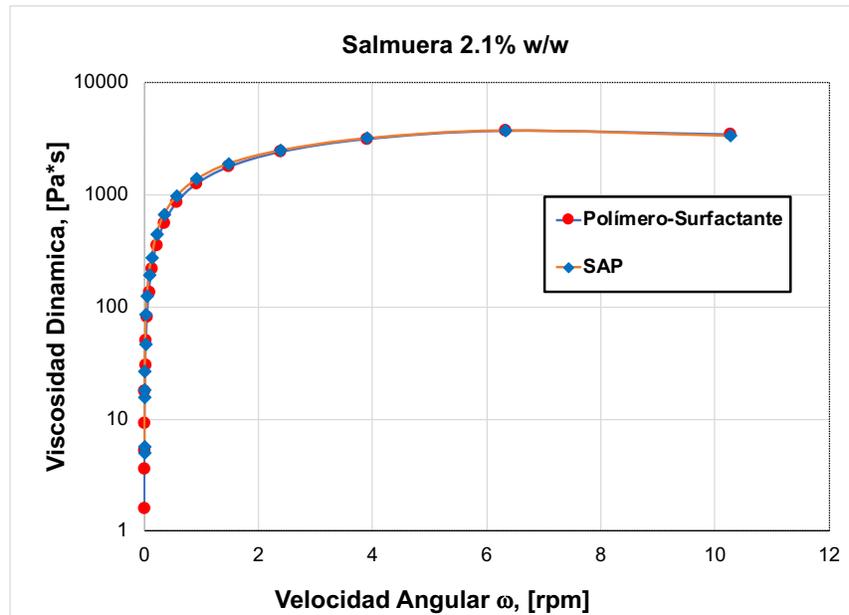


Gráfico 18.- Comportamiento de la viscosidad aparente de los sistemas SAP y Polímero-Surfactante en salmuera 2.1% w/w.

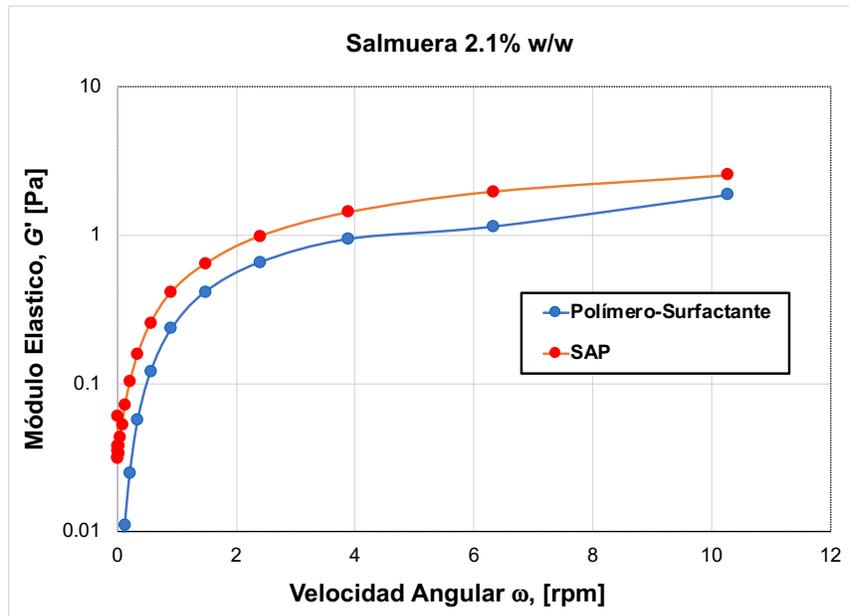


Gráfico 19.- Comportamiento del módulo elástico de los sistemas SAP y Polímero-Surfactante en salmuera 2.1% w/w.

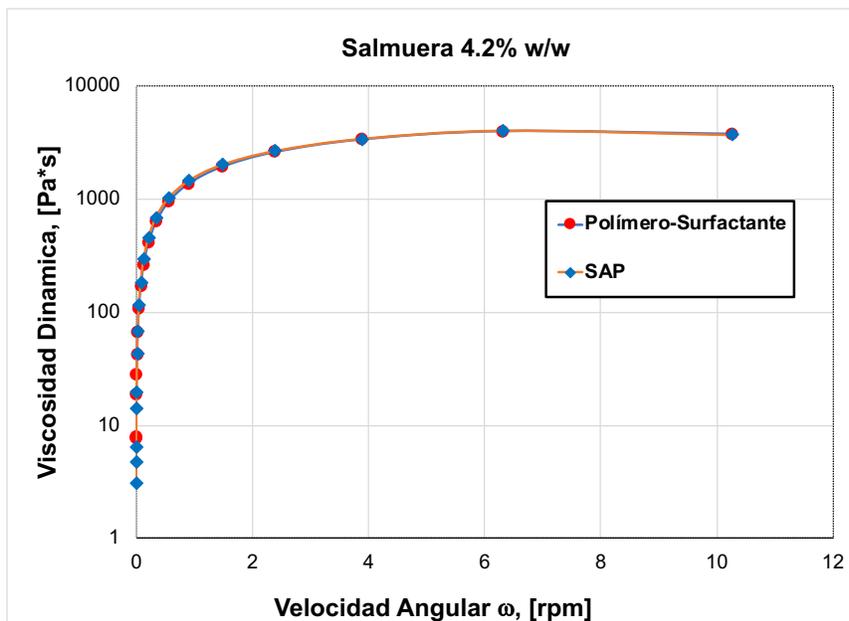


Gráfico 20.- Comportamiento de la viscosidad aparente de los sistemas SAP y Polímero-Surfactante en salmuera 4.2% w/w.

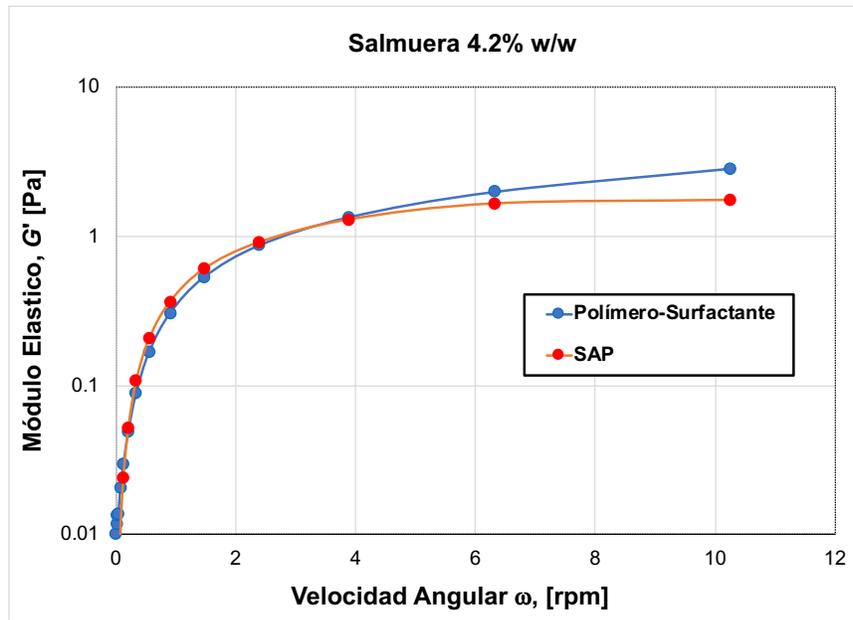


Gráfico 21.- Comportamiento del módulo elástico de los sistemas SAP y Polímero-Surfactante en salmuera 4.2% w/w.

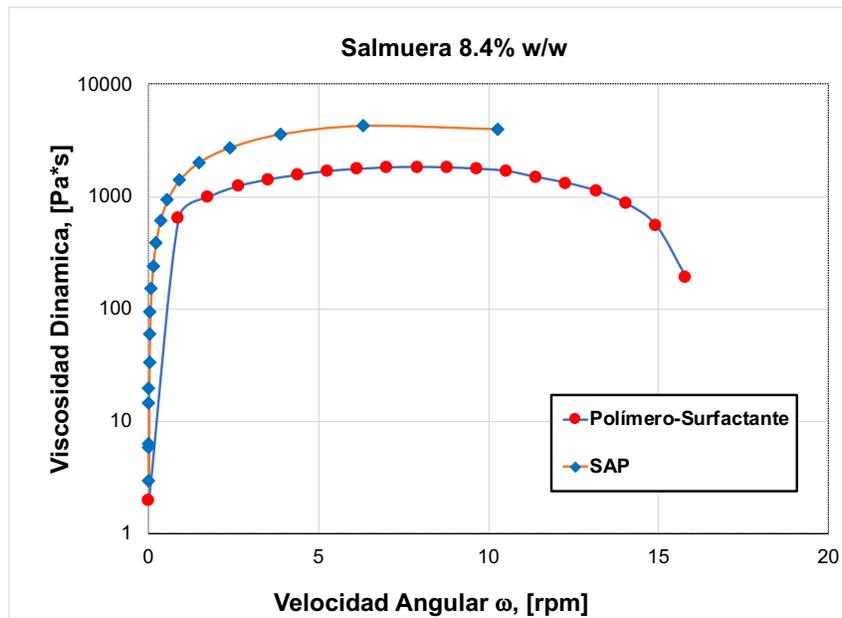


Gráfico 22.- Comportamiento de la viscosidad aparente de los sistemas SAP y Polímero-Surfactante en salmuera 8.4% w/w.

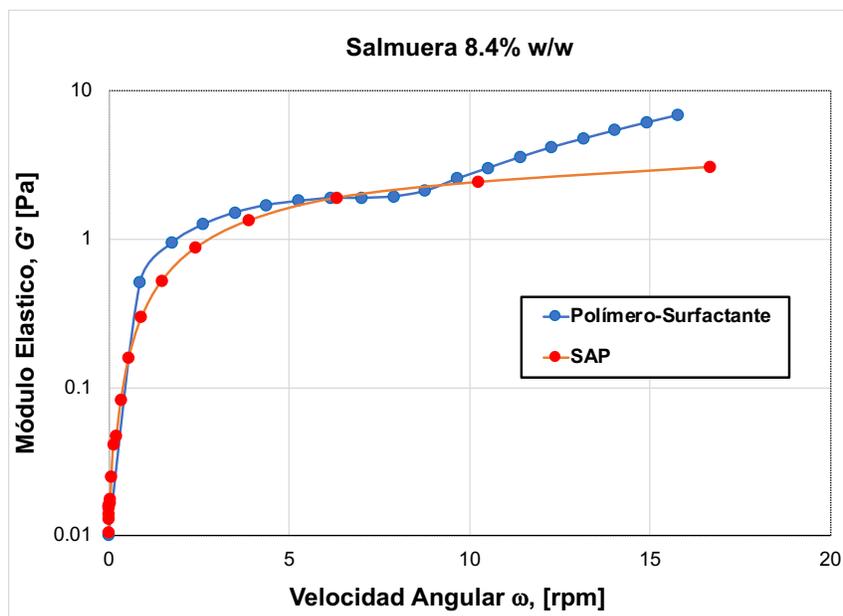


Gráfico 23.- Comportamiento del módulo elástico de los sistemas SAP y Polímero-Surfactante en salmuera 8.4% w/w.

10.4. Anexo 4. Equipo e instrumentos para el desarrollo experimental

La construcción de un modelo físico de laboratorio, y una serie de diseños experimentales que permitan representar los dos experimentos propuestos para corroborar la hipótesis es una parte importante dentro de esta investigación. Para lograr este objetivo se realizó un montaje experimental haciendo uso de la infraestructura del laboratorio (C19 nivel C, Edificio de Ingeniería, de la Universidad de New Brunswick) y de la experiencia de la Dra. Laura Romero-Zerón. El montaje experimental está constituido por válvulas, tuberías, medidores de presión y equipo especializado. A continuación, se describirán algunos de los principales equipos utilizados.

10.4.1. Bomba de desplazamiento positivo

En este proyecto se utilizó la bomba de alta precisión “D-Series Pumps Model 100DX” (Figura 13) que proporciona un control preciso del flujo y de la presión a velocidad de flujo desde microlitro hasta 50 mL/min. Esta bomba brinda una excepcional estabilidad de flujo hasta 690 bar (10,000 psi).

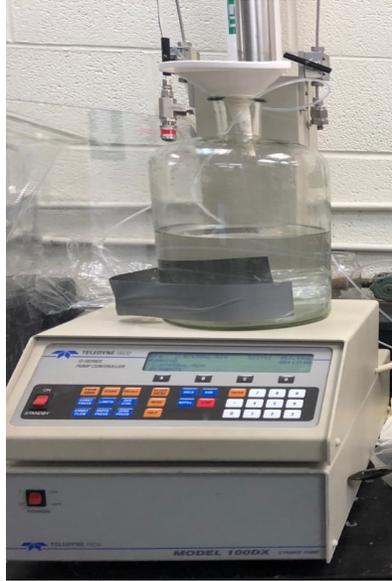


Figura 13.- Bomba de desplazamiento positivo “D-Series Pumps Model 100DX”.

10.4.2. Medidor de flujo

El instrumento para controlar el flujo de gas fue el medidor de flujo “serie FM-1050 de Matheson” (Figura 14) para proporcionar un control exacto del flujo de gas. Este instrumento de medición tiene guías de flotador integradas para asegurar un $\pm 5\%$ garantizado ($\pm 1\%$ con calibración opcional) de precisión de escala completa. Los medidores están disponibles en un rango de 150 mm de escala indicadora de referencia.



Figura 14.- Medidor de flujo “serie FM-1050 de Matheson”.

10.4.3. Tamices

Un tamiz de prueba es una herramienta que utiliza tela metálica con agujeros para separar algún tipo de partículas de los materiales (Figura 15). Por lo general, un tamiz de prueba consiste en una malla (a menudo de alambre) sostenida en un marco metálico redondo. Los tamices de prueba vienen en muchos tamaños y especificaciones diferentes. Para este trabajo se usaron diferentes marcas de tamices de las siguientes medidas 105, 150, 250 y 850 μm para obtener la distribución del tamaño de grano de la arena utilizada.



Figura 15.- Tamices de prueba.

10.4.4. Cilindros de desplazamiento de fluidos líquidos

La bomba no inyecta fluidos directamente al medio poroso, el fluido desplazado por la bomba se usa como un fluido hidráulico de trabajo que llega a los cilindros de desplazamiento y por medio de un pistón flotante, desplazan el fluido requerido para cada prueba (Figura 16).

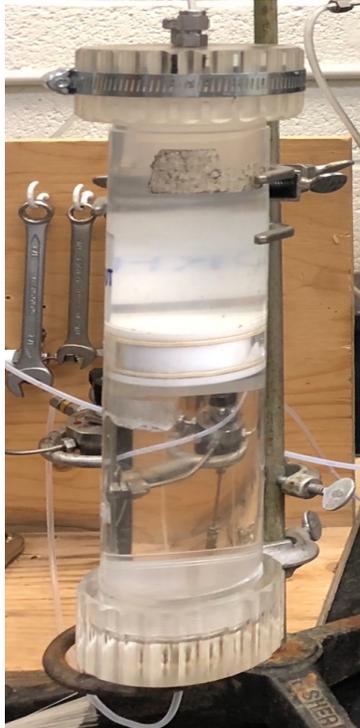


Figura 16.- Cilindro de desplazamiento.

11. Nomenclatura

SAP:	(Self-Assembling Polymer)
α-CD:	α -ciclodextrina
β-CD:	β -ciclodextrina
γ-CD:	γ -ciclodextrina
R:	Factor R
% w/w:	porcentaje en peso
VP:	volumen poroso
FR:	Factor de Resistencia
FRR:	Factor de resistencia residual
psia:	libra por pulgada cuadrada (presión absoluta)
°C:	grados centígrados
mL:	mililitro
N₂:	nitrógeno
cm³:	centímetros cúbicos
mD:	miliDarcy
μm:	micrómetro
min:	minutos
psi:	libra por pulgada cuadrada (presión manométrica)
pce/d:	pies cúbicos estándar por día
°F:	grados Fahrenheit
bl:	barriles
ppm:	partes por millón
cP:	centiPoise
m³/d:	metros cúbicos por día
ton/d:	toneladas por día
MDD:	millones de dólares
BPD:	barriles por día
g:	gramos
mol:	mol (cantidad de sustancia)
NaCl:	cloruro de sodio
CaCl₂:	cloruro de calcio

MgCl₂:	cloruro de magnesio
Na₂SO₄:	sulfato de sodio
q:	gasto
k:	permeabilidad
dp:	diferencial de presión
dL:	diferencial de longitud
ρ:	densidad
A:	área
μ:	viscosidad dinámica
g:	gravedad