



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Control de la movilidad
mediante agentes espumantes
con propiedades modificadoras
de la mojabilidad**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Miranda García Ana Karen

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Héctor Érick Gallardo Ferrera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016

Tabla de contenido

	Pág.
RESUMEN	- 1 -
INTRODUCCIÓN	- 2 -
ANTECEDENTES	- 3 -
Caso de Estudio.....	- 3 -
Objetivo	- 4 -
Hipótesis	- 4 -
I. FUNDAMENTOS	- 5 -
Recuperación de Hidrocarburos	- 6 -
Primaria	- 6 -
Secundaria	- 7 -
Mejorada	- 7 -
Avanzada	- 8 -
Petrofísica	- 9 -
Porosidad (\emptyset).....	- 9 -
Permeabilidad k.....	- 10 -
Saturación S_f	- 12 -
Fenómenos Interfaciales	- 13 -
Tensión interfacial	- 13 -
Presión Capilar.....	- 14 -
Imbibición, drene e histéresis	- 14 -
Mojabilidad	- 15 -
Ángulo de Contacto	- 16 -
Desplazamiento	- 17 -
Digitación.....	- 17 -
Flujo Cruzado.....	- 17 -
Movilidad.....	- 18 -
Mecanismos de desplazamiento	- 19 -
Desplazamientos inmiscibles.....	- 19 -
Desplazamientos miscibles.....	- 20 -
Eficiencias de desplazamiento.....	- 20 -
Difusión y Dispersión	- 21 -
II. PROCESOS DE CONTROL DE MOVILIDAD	- 22 -
Productos Químicos en fase líquida	- 23 -
Polímeros.....	- 23 -
Surfactantes	- 28 -
Productos Químicos como espumas.....	- 38 -
Características de las espumas.....	- 38 -
Estabilidad de las espumas.....	- 41 -
Influencia de fases adicionales:	- 44 -
Mecanismos de acción	- 46 -
Movilidad en presencia de espumas	- 47 -

III. REVISIÓN DE LITERATURA	- 48 -
Artículos <i>OnePetro</i>	- 49 -
Artículos <i>ScienceDirect</i>	- 52 -
Tesis	- 54 -
IV. MODELADO FÍSICO	- 57 -
Definición de Variables	- 58 -
Variables independientes:	- 58 -
Variables dependientes:	- 58 -
Constantes	- 59 -
Dependencia de Variables	- 59 -
Mecanismos	- 60 -
Fenómenos	- 61 -
Primera Etapa	- 61 -
Segunda Etapa	- 62 -
V. DESARROLLO EXPERIMENTAL	- 63 -
Descripción Experimental	- 64 -
Materiales	- 64 -
Empacamiento	- 68 -
Caracterización	- 70 -
Diseño Experimental	- 73 -
Metodología de Trabajo	- 75 -
Cálculo de Movilidad	- 77 -
Análisis de Unidades	- 78 -
VI. RESULTADOS Y ANÁLISIS	- 79 -
Resultados	- 79 -
Recuperación Secundaria	- 79 -
Determinación de Concentración Óptima	- 82 -
Producto químico como agente espumante y espuma	- 86 -
Mezcla en presencia de una espuma	- 89 -
Consideraciones Económicas	- 93 -
Caso 1 Estimulación de un área pequeña	- 93 -
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	- 95 -
Conclusiones	- 96 -
Recomendaciones	- 97 -
BIBLIOGRAFÍA	- 98 -

Lista de Diagramas

	Pág.
Diagrama 1 Adaptación de clasificación de los surfactantes, (Lake, 1989) y (León, 2013).	- 28 -
Diagrama 2 Condiciones Iniciales del modelo	- 57 -
Diagrama 3 Inyección de Salmuera, posterior a la inyección de producto químico	- 61 -
Diagrama 4 Inyección de Salmuera, posterior a la inyección de la espuma.....	- 62 -
Diagrama 5 Montaje de los equipos.....	- 65 -
Diagrama 6 Diagrama de flujo para determinar el control de la movilidad del agua y otros fluidos	- 74 -

Lista de Ecuaciones

	Pág.
Ecuación 1 Cálculo de Porosidad.....	- 9 -
Ecuación 2 Cálculo de Porosidad Efectiva	- 9 -
Ecuación 3 Cálculo de porosidad absoluta	- 10 -
Ecuación 4 Ecuación de Darcy	- 10 -
Ecuación 5 Cálculo de permeabilidad relativa	- 11 -
Ecuación 6 Cálculo de Saturación.....	- 12 -
Ecuación 7 Presión capilar.....	- 14 -
Ecuación 8 Cálculo de Movilidad de fase	- 18 -
Ecuación 9 Relación de movilidades o movilidad total	- 18 -
Ecuación 10 Relación de movilidades con la ley de Darcy	- 18 -
Ecuación 11 Eficiencias de desplazamiento	- 20 -
Ecuación 12 Eficiencia de desplazamiento en medios incompresibles	- 21 -
Ecuación 13 Factor de arreglo	- 32 -
Ecuación 14 Coeficiente de Entrada.....	- 42 -
Ecuación 15 Coeficiente de dispersión.....	- 43 -
Ecuación 16 Gasto	- 63 -
Ecuación 17 Densidad de un fluido	- 66 -
Ecuación 18 Base para calcular concentración o volumen	-68 -
Ecuación 19 Movilidad	- 77 -
Ecuación 1 Cálculo de Porosidad.....	- 9 -
Ecuación 2 Cálculo de Porosidad Efectiva	- 9 -
Ecuación 3 Cálculo de porosidad absoluta	- 10 -
Ecuación 4 Ecuación de Darcy	- 10 -
Ecuación 5 Cálculo de permeabilidad relativa	- 11 -
Ecuación 6 Cálculo de Saturación.....	- 12 -
Ecuación 7 Presión capilar.....	- 14 -
Ecuación 8 Cálculo de Movilidad de fase	- 18 -
Ecuación 9 Relación de movilidades o movilidad total	- 18 -
Ecuación 10 Relación de movilidades con la ley de Darcy	- 18 -
Ecuación 11 Eficiencias de desplazamiento	- 20 -
Ecuación 12 Eficiencia de desplazamiento en medios incompresibles	- 21 -
Ecuación 13 Factor de arreglo	- 32 -
Ecuación 14 Coeficiente de Entrada.....	- 42 -
Ecuación 15 Coeficiente de dispersión.....	- 43 -
Ecuación 16 Gasto	- 63 -
Ecuación 17 Densidad de un fluido	- 66 -
Ecuación 18 Base para calcular concentración o volumen	-68 -

Lista de Figuras

	Pág.
Fig. 1 Incrustaciones salinas en tuberías del campo A	- 4 -
Fig. 2 Métodos de Recuperación de Hidrocarburos (Adaptación Lake, L.W., Schimdt, R.L. y Ventura 1992) .	- 8 -
Fig. 3 Porosidad	- 9 -
Fig. 4 Porosidad efectiva.....	- 9 -
Fig. 5 Porosidad absoluta	- 10 -
Fig. 6 Diagrama representativo de experimento de Darcy.....	- 10 -
Fig. 7 Esquema de saturación	- 12 -
Fig. 8 Esquema de tensión interfacial.....	- 13 -
Fig. 9 Imbibición, drene e histéresis (Lake, 1989)	- 14 -
Fig. 10 Digitación (Lake, 1989).....	- 17 -
Fig. 11 Recuperación Adicional de Aceite (Adaptación Sheng, 2011)	- 22 -
Fig. 12 Recuperación secundaria vs mejorada a nivel microscópico (Sheng, 2011) a) Inyección de agua, b) procesos de Recuperación mejorada	- 22 -
Fig. 13 Viscosidad vs Temperatura (Zhou y Huang, 1997).....	- 25 -
Fig. 14 Viscosidad del aceite vs Recuperación de aceite (Zhou y Huang, 1997).....	- 26 -
Fig. 15 Efectos de la Salinidad en la Viscosidad (Jiang, 2003).....	- 26 -
Fig. 16 Ilustración de los tipos de surfactantes (Lake, 1989).....	- 29 -
Fig. 17 Concentración Micela Crítica (FIRP 201A).....	- 31 -
Fig. 18 Concentraciones (Adaptación Sheng, 2013)	- 31 -
Fig. 19 Diagrama monómero (Sheng, 2011).....	- 33 -
Fig. 20 Representación y diagramas ternarios de microemulsiones, con referencia de salinidad (Adaptación Lake, 1989 y Sheng, 2013)	- 34 -
Fig. 21 Relación de Solubilización vs Tensión Interfacial (Sheng, 2011).....	- 36 -
Fig. 22 Esquema borde de Plateau	- 38 -
Fig. 23 Esquema snap-off, se observa la penetración por la garganta de poro y la formación de la burbuja de gas	- 39 -
Fig. 24 Esquema que muestra el mecanismo de división de la lamela, A) punto de ramificación B) división de las burbujas de gas formadas. (Sheng, 2013)	- 40 -
Fig. 25 Esquema que muestra el mecanismo “leave- behind”, A) formación de lentes B) división de las burbujas de gas formadas. (Sheng, 2013)	- 41 -
Fig. 26 Ecuación de Young- Laplace (FIRP #263).....	- 41 -
Fig. 27 Esquema Efecto Gibbs Marangoni (FIRP #263).....	- 42 -
Fig. 28 Aceite volátil de 42° API	- 66 -

Lista de Fotografías

	Pág.
Fotografía 1 Arena de Caletilla mallado 35-60	- 69 -
Fotografía 2 Arena Ottawa mallado 80-120	- 69 -
Fotografía 3 Arena Ottawa mallado 60-80	- 69 -
Fotografía 4 Empacamiento 1 con arena de Caletilla	- 69 -
Fotografía 5 Empacamiento 2 con arena Ottawa mallado 80-120	- 69 -
Fotografía 6 Empacamiento 3 de arena Ottawa mallado 60-80	- 69 -
Fotografía 7 Sistema	- 70 -
Fotografía 8 Medidas del empacamiento	- 70 -
Fotografía 9 Recolección de volumen de aceite y salmuera durante recuperación secundaria	- 81 -
Fotografía 10 Volumen de fluidos recuperados	- 91 -

Lista de Gráficos

	Pág.
Gráfico 1 Comportamiento del diferencial de presión vs volumen de poro inyectado (ΔP (psi) vs V_{piny} (ml))	- 72 -
Gráfico 2 Recuperación Secundaria (F_r vs V_{piny})	- 80 -
Gráfico 3 Determinación de Concentración Óptima (ΔP (psi) vs V_{piny} (ml))	- 83 -
Gráfico 4 Diferencial de presión de la salmuera en presencia del agente espumante al 15% (ΔP (psi) vs V_{piny} (ml))	- 84 -
Gráfico 5 Diferencial de presión del agua en presencia de la espuma (ΔP (psi) vs V_{piny} (ml))	- 86 -
Gráfico 6 Diferencial de presión del aceite en presencia de la espuma (ΔP (psi) vs V_{piny} (ml))	- 88 -
Gráfico 7 Diferenciales de presión de la mezcla w+o en presencia de la espuma (ΔP vs V_{piny})	- 90 -

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 Mecanismos de Desplazamiento (Adaptación Satter, A. y Thakur, G. C. 1994).....	- 6 -
Tabla 2 Clasificación de Polímeros (Sheng, 2011)	- 24 -
Tabla 3 Clasificación de Micela según su factor de arreglo (Sheng, 2011)	- 33 -
Tabla 4 Clasificación de los tipos de Microemulsiones (Lake, 1989).	- 34 -
Tabla 5 Relación de Variables dependientes con las variables independientes.	- 59 -
Tabla 6 Cálculo Densidad de la Salmuera	- 66 -
Tabla 7 Cálculo de Densidad del Aceite	- 67 -
Tabla 8 Arena con distintos tipos de malla.....	- 69 -
Tabla 9 Caracterización de los empacamientos	- 71 -
Tabla 10 Cálculo de Permeabilidad Absoluta al agua	- 72 -
Tabla 11 Cálculo de la Permeabilidad Efectiva al Aceite @Swirr	- 72 -
Tabla 12 Conversión de Unidades	- 78 -
Tabla 13 Datos iniciales de la prueba	- 79 -
Tabla 14 Volumen de aceite producido.....	- 80 -
Tabla 16 Cálculo de la movilidad del agua (referencia).....	- 81 -
Tabla 17 Cálculo de movilidad del agua después del producto químico al 5% de concentración	- 83 -
Tabla 18 Cálculo de movilidad del agua después del producto químico al 10% de concentración	- 84 -
Tabla 19 Cálculo de movilidad del agua después del producto químico al 15% de concentración	- 84 -
Tabla 20 Cálculo de movilidad del agua después de la formación de la espuma	- 87 -
Tabla 21 Cálculo de movilidad del aceite de referencia	- 88 -
Tabla 22 Cálculo de movilidad del aceite después de la formación de la espuma	- 88 -
Tabla 23 Cálculo de la movilidad de la mezcla agua- aceite	- 89 -
Tabla 24 Cálculo de movilidad de la mezcla en presencia de la espuma	- 90 -
Tabla 25 Recuperación de fluidos en un volumen total de 10 ml	- 91 -
Tabla 26 Resumen de los resultados obtenidos.	- 92 -
Tabla 27 Costos del producto AMESUS para la estimulación en campo	- 94 -
Tabla 28 Costos de producción del Campo A al existir cierre de pozos debido a incrustaciones	- 94 -
Tabla 29 Costos de producción del Campo A al introducir la tecnología propuesta	- 95 -

RESUMEN

Antes de la caída de los precios del petróleo, la recuperación mejorada había tenido su auge en la inyección de químicos. En el presente trabajo se aborda el uso de agentes espumantes como modificador de mojabilidad y control de movilidad, principalmente del agua.

Algunos campos de México presentan irrupción de agua de alta salinidad en diversos pozos productores, haciendo que los costos de producción se eleven debido al mantenimiento y en algunos casos provocando el cierre de dichos pozos. De esta necesidad, surge la idea de probar experimentalmente la eficiencia de un producto químico desarrollado por el Instituto Mexicano del Petróleo para control de movilidad del agua.

Se diseñó y desarrolló un modelo físico para evaluar experimentalmente en un empacamiento de arena, la eficiencia del producto químico para controlar la movilidad del agua a condiciones de baja presión y temperatura. El desarrollo consideró las siguientes etapas: caracterización del medio poroso, determinación de movilidad del agua y del aceite en condiciones basales (sin producto químico), producción secundaria de aceite y evaluación de la movilidad del agua en presencia del producto químico. El diseño experimental también incluyó la evaluación del producto químico como agente espumante (surfactante) y espuma para control de movilidad de agua.

Los resultados permiten estimar que el producto químico en fase acuosa y como espuma, reducen la movilidad del agua en al menos un orden de magnitud.

INTRODUCCIÓN

Dentro de los problemas que se presentan en yacimientos maduros, está la baja producción de aceite con altos cortes de agua. Tradicionalmente, los esquemas de control de agua usan geles o polímeros para administrar la producción de agua, siendo la movilidad el principal reto en la administración de altos flujos fraccionales de agua. En el presente trabajo, a través de un estudio experimental se evalúa un esquema que considera el uso de surfactantes de nueva generación que tienen capacidad espumante y viscosificante.

Se desarrollaron experimentos de control de movilidad en un empacamiento de arena a condiciones estándar. En el diseño experimental se consideró el uso de material de roca y fluidos cuyas propiedades fueran similares a los fluidos del yacimiento de interés. La metodología aplicada permitió evaluar la eficiencia del producto químico en diferentes escenarios de flujo.

El trabajo se estructura de la siguiente manera. En la sección de antecedentes se aborda el caso de estudio, así como los objetivos e hipótesis que sustentan.

En el Capítulo I se describen los conceptos de recuperación de hidrocarburos e introducen los conceptos básicos y los fenómenos que intervienen, al intentar controlar la movilidad de los fluidos, principalmente la del agua.

El Capítulo II muestra a detalle los procesos de control de movilidad, en fase líquida, donde se establecen las principales funciones de estos dentro de la recuperación adicional, pero es de interés la capacidad de afectación de estos en la movilidad de los fluidos.

Es en el Capítulo III donde se realiza una recopilación de textos, que son parteaguas de este trabajo, en los usos y pruebas realizadas con químicos.

En el Capítulo IV se describe el modelado físico realizado, para describir las variables y constantes involucradas, así como la relación entre ellas en los mecanismos y fenómenos analizados.

La parte experimental se abordó en el Capítulo V, donde se menciona el diseño y la metodología seguida, así como los cálculos correspondientes. Finalmente, en el Capítulo VI se muestran los resultados obtenidos y algunos análisis económicos preliminares sobre la implementación de la tecnología propuesta en campo.

ANTECEDENTES

En este capítulo se aborda el caso de estudio, los objetivos y la hipótesis de trabajo.

Caso de Estudio

En el presente trabajo se abordó una problemática actual de un campo petrolero de la región sur de Pemex Exploración y Producción, al que en adelante se le nombrará como Campo A. Se trata de un yacimiento naturalmente fracturado con asociación a domos salinos, productor de aceite ligero. Como en muchos de los yacimientos naturalmente fracturados, la producción de aceite de fácil extracción está concluyendo, presentando problemas importantes cuando ocurre una alta producción de agua, donde la salinidad del agua ($> 300,000$ ppm) es un factor dominante. Otro problema es la alta temperatura del yacimiento (153°C).

De acuerdo a Martínez, 2012, el campo A tiene un carácter estructural del Cretácico Medio y Superior, con baja comunicación horizontal y alta comunicación vertical; donde la estructura está dividida por diversas fallas geológicas.

Está compuesto en su mayoría de rocas calizas y dolomías con porosidad del 5 %, permeabilidad de 22 a 650 mD y profundidad de 5600 m. Su aceite es volátil de alto encogimiento de alrededor de 42° API, con RGA_i de $520 \text{ m}^3/\text{m}^3$, P_i de $536 \text{ Kg}/\text{cm}^2$, P_b de $364 \text{ Kg}/\text{cm}^2$ y P_{actual} de $498 \text{ Kg}/\text{cm}^2$.

Dicho campo inició operaciones en mayo del 2008, cuenta con 10 pozos (8 productores y 2 cerrados). Su máxima producción de aceite fue de 18.7 mbpd en 2012 y 61.5 mmpcd de gas en el mismo año; tiene un factor de recuperación de aceite de 6.1% y 6.9% de gas. El volumen original volumétrico es de 33 y 70 mmbls @ C.S. de aceite para Cretácico Medio y Superior, respectivamente.

Cuando el flujo fraccional de agua es mayor al 20% se presentan problemas de incrustaciones de sales inorgánicas, que a su vez producen taponamiento desde la base del yacimiento hasta las instalaciones superficiales, como se muestra en la Fig.1. Las sales incrustadas son una mezcla de NaCl con sales de iones divalentes de sulfatos y carbonatos.

A nivel de campo, se han evaluado diferentes tecnologías para evitar los constantes cierres de pozos por taponamiento. El más recurrente es el uso de agua caliente acompañada por nitrógeno como tratamiento correctivo. Sin embargo, esta alternativa solo rinde frutos a corto plazo, por lo que se requiere evaluar nuevas tecnologías.

Se ha detectado que el problema se presenta al iniciar la surgencia de agua, la alternativa que se plantea está enfocada en esa dirección, es decir, en controlar la irrupción del agua en el pozo. Para ello se propone el uso de productos químicos que permitan reducir la movilidad del agua y en consecuencia la precipitación de sales.

El producto químico evaluado es resultado de proyectos de investigación y de consultoría que desarrolló el Instituto Mexicano del Petróleo para PEMEX. Se trata del producto IMP-AMESUS-3100. Este, es un producto multifuncional en el que se consideraron tres disciplinas para su diseño y síntesis: química computacional, dinámica molecular, síntesis y electrosíntesis orgánica.

Químicamente, es un complejo supramolecular que tiene capacidades como: agente espumante, viscosificante, modificador de mojabilidad, inhibidor de incrustaciones inorgánicas y dispersor de asfáltenos.



Fig. 1 Incrustaciones salinas en tuberías del campo A

Objetivo

Determinar experimentalmente la eficiencia de un producto químico en fase acuosa y como espuma, el cual tiene la capacidad de alterar las propiedades de mojabilidad de la roca, para controlar la movilidad del agua.

Hipótesis

Es posible controlar la movilidad del agua y retrasar la irrupción de ésta, mediante el uso de un producto químico (surfactante) en fase acuosa y como agente espumante; empleado a condiciones de laboratorio en un prototipo experimental.

I. FUNDAMENTOS

Para una correcta administración de yacimientos, es necesario contar con una buena planificación de los ritmos de producción, tratando de dosificar y mantener la energía de los yacimientos, para ello existen diversas técnicas y mecanismos.

La recuperación de hidrocarburos en la vida de un yacimiento es de suma importancia, ya que de ella depende la cantidad de hidrocarburos producibles, del total de hidrocarburos presentes en el yacimiento; la eficiente implementación de dichas técnicas y mecanismos aumentará el factor de recuperación. Por este motivo, en este capítulo se describen las etapas en la vida de todo yacimiento: primaria, secundaria y mejorada, cada una es distinta y las tres están presentes en el concepto de recuperación avanzada de hidrocarburos.

Adicionalmente, se describirán conceptos generales que ayudarán a entender los fenómenos involucrados a nivel de poro; estos brindarán un panorama general dando soporte a los mecanismos involucrados en el modelo experimental.

Las definiciones a continuación descritas, son el preámbulo base del modelo experimental, por ello se añadirán las unidades utilizadas en este trabajo a nivel laboratorio.

De acuerdo a Brooks, 1964, Castelán, 2006 y basado en Gallardo, 2015 se darán los siguientes conceptos.

Recuperación de Hidrocarburos

Primaria

Durante la recuperación primaria, los fluidos del yacimiento son drenados naturalmente hasta su producción, gracias a la presión natural del yacimiento (Monika Santa, 2011). En esta etapa existen mecanismos de desplazamiento involucrados que influyen directamente en la producción de hidrocarburos como se muestra en la Tabla 1, donde el gradiente de presión obliga al aceite a fluir hacia los pozos (Rangel, 2012), algunas veces optimizado mediante algún Sistema Artificial de Producción (SAP).

Tabla 1 Mecanismos de Desplazamiento (Adaptación Satter, A. y Thakur, G. C. 1994)

Mecanismo	Presión del Yacimiento	Producción de agua	Eficiencia
Expansión roca-fluidos	Declina rápidamente $P_i < P_b$	Sólo en yacimientos con alta S_w	1 a 10% En promedio: 3%
Empuje por gas disuelto	Declina rápido y continuo	Sólo en yacimientos con alta S_w	5 a 35% En promedio: 20%
Empuje por casquete de gas	Declina lento y continuo	Ausente o insignificante	20 a 40% En promedio: 25%
Empuje por acuífero	Permanece alta pero sensible a la producción de aceite, gas y agua	Surge en pozos terminados en zonas estructuralmente baja	20 a 40% En promedio: 25% o más
Segregación gravitacional	Declina rápido y continuo	Ausente o insignificante	40 a 80% En promedio: 60%

Cuando el gradiente de presión ya no es suficiente para mantener producción en los pozos o los flujos de gas y agua se producen en altos porcentajes, se necesita un aporte externo de energía, que permita restituir un poco la energía ya abatida.

La duración del periodo de recuperación primaria es variable y es en esta etapa en la que se obtiene la mayor información del yacimiento de los fluidos contenidos en este.

Secundaria

En la recuperación secundaria se hacen referencia a aquellas técnicas que permitan mantener la presión del yacimiento (Lake, 1989), usualmente consisten en inyectar algún fluido de bajo costo mediante pozos inyectores que desplazan el aceite hacia pozos productores (Salager, 2005).

Al implementar un proceso de recuperación secundaria se busca remplazar, total o parcialmente, un mecanismo primario por uno secundario, basado en un desplazamiento inmiscible (Lake, 1989).

Mejorada

La recuperación mejorada pretende modificar propiedades del sistema roca-fluido buscando alterar el comportamiento físico-químico de los fluidos. Estos métodos permiten extraer volúmenes de aceite que normalmente no pueden ser extraídos por métodos convencionales, los métodos más utilizados se muestran en la Fig. 2.

Se utiliza para mejorar la eficiencia de barrido dando mayor movilidad a los fluidos in situ, se basa en la inyección de productos que ayudan a eliminar o reducir fuerzas capilares e interfaciales y, por lo tanto, mejorar la eficiencia de desplazamiento (Rangel, 2012).

La eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria están limitados por factores como:

- » El aceite se encuentra atrapado en los poros (aceite remanente), debido a fuerzas capilares.
- » Los fluidos inyectados muchas veces no logran penetrar capas de baja permeabilidad.

Hay ocasiones en que se puede planificar una recuperación primaria seguida por una recuperación mejorada sin pasar por recuperación secundaria; todo depende del tipo de yacimiento, costos y de la tasa de abatimiento de presión.

Es importante contar con una buena administración de los yacimientos, para evitar que la presión se abata de forma drástica y buscar que el mantenimiento de presión o la alteración de las propiedades del yacimiento se de en últimas instancias, cuando ya se haya tenido una buena recuperación primaria del mismo.

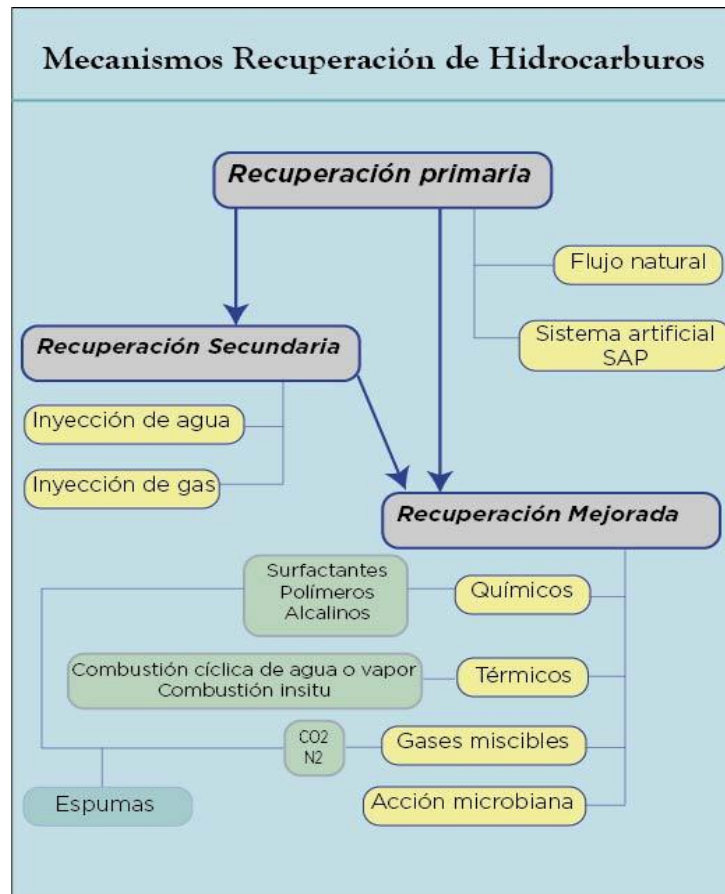


Fig. 2 Métodos de Recuperación de Hidrocarburos (Adaptación Lake, L.W., Schimdt, R.L. y Ventura 1992)

Avanzada

La recuperación avanzada incluye diversas actividades que se realizarán a lo largo de la vida del yacimiento para la recuperación hidrocarburos; usualmente es confundida con los métodos de recuperación mejorada, sin embargo, las técnicas de recuperación avanzada incluyen a las de recuperación mejorada (Rangel, 2012).

Algunos ejemplos de actividades y técnicas que se incluyen en la recuperación avanzada son:

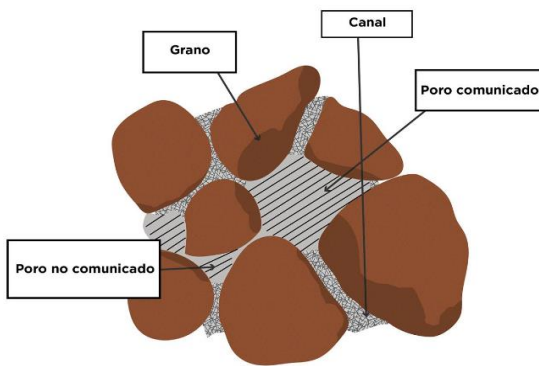
- » Caracterización de los yacimientos.
- » Estrategias de perforación.
- » Métodos de recuperación secundaria y mejorada.
- » Aumento de eficiencias de barrido.
- » Administración de yacimiento.

Petrofísica

Porosidad (ϕ)

Es la capacidad de la roca para almacenar fluidos, definida como la relación entre el volumen poroso (V_p) y el volumen total de la roca (V_t), Fig. 3. Son expresados en fracción o porcentaje.

La porosidad puede ser primaria o secundaria, la primera hace referencia a la que está presente durante la depositación a través de procesos de litificación del material; mientras que la segunda es adquirida por procesos geológicos o fenómenos químicos, posteriores a la litificación.

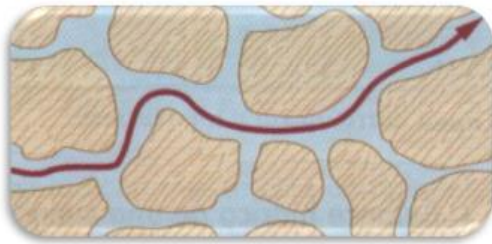


$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (1)$$

Fig. 3 Porosidad

Porosidad Efectiva (ϕ_e)

Es la relación entre el volumen poroso comunicado (V_{pc}) y el volumen total de roca (V_r), representado en la Fig. 4. Este tipo de porosidad en laboratorio es la única que se mide, ya que solo son de interés los poros conectados por los que se puede tener flujo de fluidos.

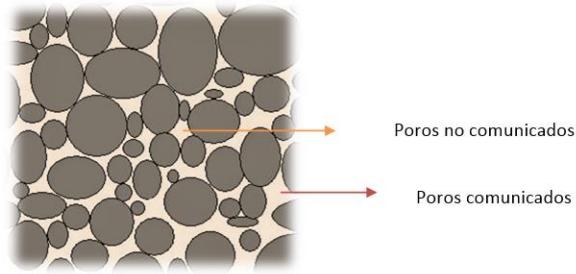


$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad (2)$$

Fig. 4 Porosidad efectiva

Porosidad Absoluta (ϕ_a)

Relación existente entre el volumen total de poros comunicados (V_{pc}) y no comunicados (V_{pnc}) con el volumen total de roca (V_r), como se observa en la Fig. 5.



$$\phi_a = \frac{V_{pc} + V_{pnc}}{V_r} \quad (3)$$

Fig. 5 Porosidad absoluta

Permeabilidad k

La permeabilidad es de las propiedades más importantes de la roca, mediante la cual se tiene la capacidad de transmitir el fluido por el espacio poroso.

La permeabilidad fue analizada principalmente por Henry Darcy en 1856, en la Fig. 6 se puede observar el diagrama representativo del experimento; a partir de este se desarrolló la ecuación 4.

La unidad de la permeabilidad es el Darcy, sin embargo, a nivel laboratorio se utiliza el miliDarcy

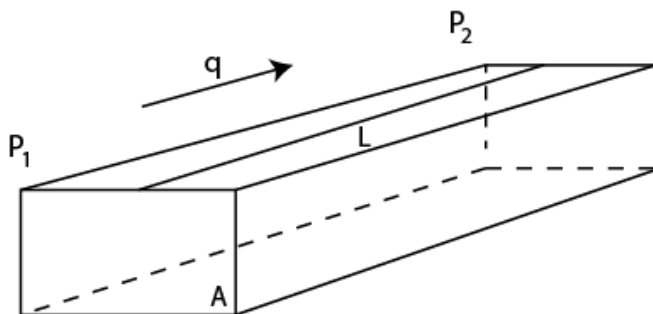


Fig. 6 Diagrama representativo de experimento de Darcy

$$q = \frac{kA\Delta P}{\mu L} \quad (4)$$

Donde:

q : gasto del fluido

A : área de la roca

ΔP : diferencial de presión

μ : viscosidad del fluido

L : longitud de la muestra

K : permeabilidad

Permeabilidad Absoluta (k)

Cuando un medio poroso y permeable se encuentra saturado al 100% por un único fluido mojante, se trata de una permeabilidad absoluta.

Permeabilidad Efectiva (K_e)

Facilidad con la que se mueve el fluido en el medio poroso, cuando tiene una saturación menor al 100%.

Permeabilidad Relativa (K_r)

Cuando por el medio fluyen dos o más fluidos al mismo tiempo, la permeabilidad relativa de cada fase, se define como la relación existente entre la permeabilidad efectiva del fluido y la permeabilidad absoluta.

$$k_r = \frac{k_e}{k} \quad (5)$$

Saturación S_f

Se define como saturación al volumen de los fluidos (V_f) contenidos en el volumen de poros (V_p), a las condiciones en los que dichos fluidos se encuentren, expresados en fracción o porcentaje.

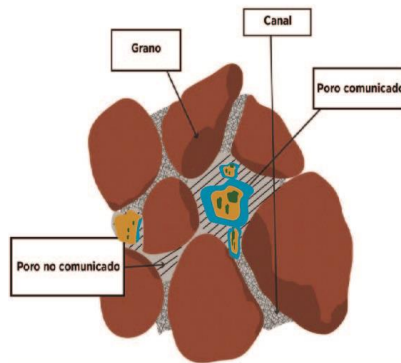


Fig. 7 Esquema de saturación

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \dots (6)$$

Saturación Crítica, Residual e Irreductible (S_{wc} , S_{wres} , S_{irr})

- Saturación crítica (S_{wc}): Saturación mínima requerida para que en el medio poroso pueda fluir algún fluido.
- Saturación Residual o remanente (S_{wres}): Es la saturación del fluido que existe en el medio poroso después de haber alterado las condiciones iniciales del sistema, el cual resulta imposible desplazar.
- Saturación Irreductible (S_{irr}): Es la saturación mínima para que un fluido fluya a través del yacimiento.

Fenómenos Interfaciales

Un fenómeno interfacial puede definirse como aquel relacionado a la interacción de por lo menos el seno de una fase (sólida o líquida) con otra fase (sólida, líquida o gaseosa) o con el vacío, en una región estrecha en la que sucede la transición de una fase a otra denominada interfaz, (Salager, 2002), (Lake, 1989), (Sheng, 2013).

Tensión interfacial

Un fenómeno interfacial es por definición un fenómeno producido en una interfase, hace referencia a la existencia de una fuerza (Gibbs) que actúa por unidad de área de una película o límite de contacto entre dos fluidos inmiscibles, como se muestra en la Fig. 8. Si se trata del caso particular del contacto liquido- gas se le nombra “tensión superficial”.

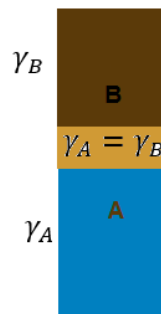


Fig. 8 Esquema de tensión interfacial

El contacto de las fases se caracteriza por formar ángulos de contacto, donde se originan fuerzas correspondientes a las tensiones interfaciales. Dichas fuerzas se pueden analizar vectorialmente, ya que son formadas por las tangentes a las interfases involucradas, formando así ángulos de contacto.

El fluido que posee un ángulo de contacto inferior a 90° es el fluido que *moja* la superficie. Éste fenómeno es descrito mediante la ecuación de Young-Laplace.

Presión Capilar

En las zonas de tensión interfacial, se dan aumentos de presión muy altos en cada lado de las interfases; descritas a través de la ecuación de Laplace:

$$P_c = P_o - P_w = \sigma \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right)$$

P_c : presión capilar
 σ : tensión interfacial
 r_t : radio del menisco

$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r_t} \quad (7)$$

Las fuerzas de presión capilar tienden a oponerse a las fuerzas de drenaje gravitacional y, como resultado, tienden a disminuir la eficiencia de la unidad de desplazamiento. A tasas extremadamente bajas de desplazamiento, donde los factores de fricción son insignificantes, la distribución de la saturación puede ser controlada en gran medida por el equilibrio entre las fuerzas capilares y gravitacionales.

Imbibición, drene e histéresis

Dos procesos básicos de presión capilar es la imbibición y el drene. El proceso de drene consiste en desplazar al fluido mojante con otro no mojante, aumentando la presión capilar desde cero hasta un valor umbral, si se trata de un proceso inverso se trabajará con un sistema de imbibición y se pasará de la presión capilar en el valor umbral hasta llegar a cero. La histéresis capilar es la oposición del sistema a regresar a sus condiciones originales de saturación. La Fig. 9 muestra los procesos.

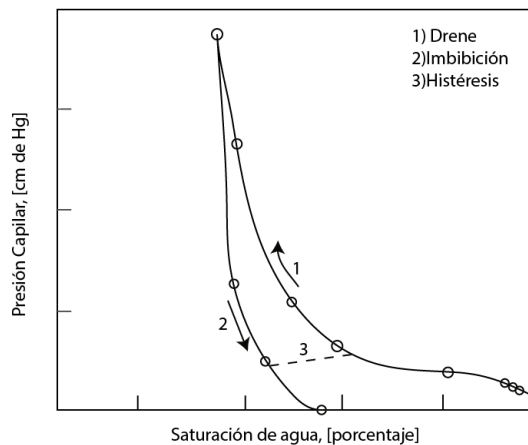


Fig. 9 Imbibición, drene e histéresis (Lake, 1989)

Mojabilidad

Definida según Anderson, 1985 como la tendencia de un fluido a esparcirse o adherirse sobre una superficie. En el caso de la roca se describe como la preferencia relativa de la superficie sólida a ser cubierta por uno de los fluidos con los cuales se encuentra en contacto.

La mojabilidad como tal es una propiedad de sistemas, es decir, depende de la naturaleza de los fluidos y del tipo de sólido o roca.

Describe un equilibrio de fuerzas superficiales e interfaciales, donde una gota de cierto fluido preferentemente mojante desplazará a otro, o bien si un fluido no mojante cae sobre una superficie cubierta con un fluido mojante, formará gotas, minimizando el contacto con el sólido.

Cuando la roca no tiene una preferencia de mojabilidad, se habla de un sistema neutral o de mojabilidad intermedia. La mojabilidad de la roca es un parámetro muy importante porque ofrece un mayor control en la ubicación, distribución de los fluidos y su flujo en el yacimiento.

- » Mojabilidad Fraccional: Dada por la heterogeneidad de los minerales de la roca, así como a su composición química y propiedades de adsorción.
- » Mojabilidad Mixta: Término dado para un tipo especial de mojabilidad fraccional donde los poros más largos establecen una mojabilidad al aceite y los poros pequeños son mojables por agua.

Experimentalmente es posible alterar la mojabilidad natural de la roca, por diversos tratamientos; el más utilizado es un tratamiento de limpieza mediante diversos químicos.

Ángulo de Contacto

Si se consideran las interacciones entre el fluido mojante y la roca según el caso, se favorece o no la adhesión de una de las fases sobre las otras, ya que existe mayor o menor mojabilidad, siendo el ángulo de contacto el que describe dicho comportamiento.

El ángulo de contacto permite estimar la mojabilidad, se mide de la fase más densa en el punto tangente a la coexistencia de las tres fases. Los ángulos de contacto siempre son menores a 180° .

Sin embargo, se comprueba que en un sistema roca- fluido, a valores pequeños del ángulo de contacto, la mojabilidad es alta; por otro lado, a valores del ángulo de contacto alto, la mojabilidad es pobre. En aquellos sistemas en los que se tiene más de un ángulo de contacto estable, se da un efecto de histéresis.

Para un sistema sólido-agua-aceite, cuando el ángulo de contacto es menor a 90° , la superficie del sólido es preferentemente mojada por agua; si por el contrario el ángulo de contacto es mayor a 90° la superficie es mojada por aceite.

Desplazamiento

Digitación

Es el fenómeno referido a formación de “dedos”, descritos a sí por su forma, la Fig. 10 muestra la formación de dichos dedos (Sheng, 2011) en el frente de desplazamiento, originado por procesos de invasión, incluso en medios con permeabilidad uniforme. Esto se debe a que se utilizan fluidos de baja viscosidad para desplazar fluidos de alta viscosidad, disminuyendo así la eficiencia de barrido.

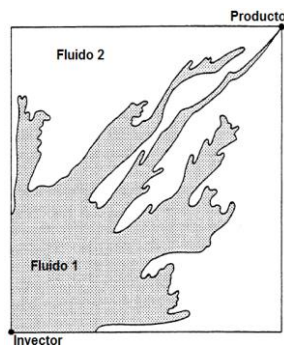


Fig. 10 Digitación (Lake, 1989)

Según Benhan y Olson (1963), el empacamiento y la velocidad de desplazamiento son factores que influyen directamente en el ritmo de crecimiento de la longitud de digitación. Sin embargo, como a medida que la relación de movilidad aumenta, se reduce la eficiencia de barrido; los parámetros más importantes son la permeabilidad de la roca y la viscosidad de los fluidos.

Flujo Cruzado

Se le llama flujo cruzado al movimiento de los fluidos, de capas de baja permeabilidad a las de alta permeabilidad. En procesos miscibles se suponen despreciables los efectos de flujo cruzado.

Movilidad

La movilidad es definida como la permeabilidad efectiva dividida por la viscosidad de la fase.

$$\lambda_j = \frac{k_j}{\mu_j} \quad (8)$$

Donde, j=fluidos presentes y cuya unidad es inversa a la de la viscosidad mPas⁻¹ o cP⁻¹.

La movilidad del fluido desplazante debe ser igual o menor que la movilidad de los fluidos multifásicos desplazados (Sheng Eds. 2011).

El control de la movilidad es de los conceptos más importantes en los procesos de recuperación mejorada, se logra a partir de la inyección de productos químicos para afectar el desplazamiento con la viscosidad de los fluidos, reducir la permeabilidad relativa o alterar la mojabilidad de la roca.

Otro término usado es el de relación de movilidad (M), que se define como la relación entre la movilidad de desplazamiento de fase en dirección del flujo y la movilidad de la fase desplazada en sentido contrario al flujo. Si la relación de movilidad es igual o menor a uno se dice que es favorable; en cambio sí es mayor a uno es desfavorable (Craig, 1971).

Se considera que la movilidad del aceite es insignificante comparada con la movilidad del agua, ya que se considera que solo se da movilidad en el frente de invasión ($S_{oi}=1-S_{wc}$).

Cuando uno o varios fluidos desplazan a diferentes fluidos (agua y aceite), la movilidad total de desplazamiento debe ser igual o menor que la movilidad total de los fluidos desplazados (Lake, 1989).

$$M = \frac{\Sigma(\lambda_{rj})_u}{\Sigma(\lambda_{rj})_d} \leq \quad (9)$$

En la ecuación anterior los subíndices *u* y *d* corresponden al sentido del flujo, el primero representa la dirección de flujo, por el contrario, el segundo refiere a que es en sentido contrario al flujo. La ley de Darcy, considera los gradientes de presión y el radio de afectación por dicho gradiente:

$$\frac{\left(\frac{\partial P}{\partial n}\right)_d}{\left(\frac{\partial P}{\partial n}\right)_u} = \frac{\left(\frac{u}{\lambda}\right)_d}{\left(\frac{u}{\lambda}\right)_u} \quad (10)$$

En el caso donde la relación de gradiente de presión es equivalente al caso de la relación de movilidad, la diferencia es la velocidad de las fases.

La relación de movilidad es desfavorable cuando se compara con las operaciones de inyección de agua convencionales, estudios en laboratorio indican que el efecto de “digitación viscosa” ocurre en relaciones de movilidad desfavorables.

Este fenómeno describe la “digitación detrítica” de los solventes o de los gases cuando al estar formados avanzan por la longitud de la formación, rompiéndose en la penetración por el espacio poroso.

En la recuperación de aceite, los desplazamientos miscibles están gobernados principalmente por la relación de movilidad de los fluidos inyectados y por la geometría del yacimiento.

Mecanismos de desplazamiento

Todos los medios porosos tienen variaciones en forma y tamaño y por consecuencia variaciones de permeabilidad, que influyen directamente en la recuperación de hidrocarburos.

Si la tensión interfacial existente es reducida el hidrocarburo es desplazado con mayor eficiencia, si la tensión interfacial es eliminada teóricamente se podría obtener un desplazamiento casi total. Es esta la ventaja existente entre los mecanismos de desplazamientos miscibles con respecto a los no miscibles.

En la práctica el desplazamiento por fluidos miscibles no logra un desplazamiento total, pero si uno muy elevado, llega a ser hasta de un 80%.

Desplazamientos inmiscibles

En estos desplazamientos las fuerzas capilares dan origen a que los fluidos inyectados se muevan rápidamente en poros de diámetros menores, sin embargo a medida que aumenta la saturación de este fluido en los poros de diámetros mayores también son invadidos, hasta que vence la fuerza de tensión interfacial, formando gotas de hidrocarburo, estas gotas quedan atrapadas en un punto en el cual las fuerzas interfaciales son mayores a las fuerzas de arrastre, dejando así saturaciones residuales de hidrocarburo.

Desplazamientos miscibles

La miscibilidad se describe como la interacción física entre dos o más fluidos, que permite mezclarse sin que exista una interfaz entre ellos. Estos fluidos deben ser afines entre sí.

Un fluido miscible en un desplazamiento pretende aumentar la eficiencia de desplazamiento eliminando las fuerzas de presión capilar que entran en los poros.

La inestabilidad de los desplazamientos miscibles es consecuencia de diversos factores tales como la digitación, diferencias de viscosidad y densidad de los fluidos, dispersión longitudinal, variaciones de porosidad. Por lo tanto, es posible concluir que los desplazamientos en campo serán inestables.

Es factible hablar de los desplazamientos miscibles ideales con componentes que no cambian sus propiedades, que forman un modelo de desplazamiento miscible isotérmico utilizando la teoría de flujo fraccional con una o más fases presentes.

Eficiencias de desplazamiento

Para definir las eficiencias de desplazamiento se utiliza una ecuación que considera un medio homogéneo, en una dimensión, con un medio poroso isotrópico; asume la densidad del aceite constante:

$$E_D = \frac{\text{volumen de aceite desplazado}}{\text{volumen de aceite en contacto con el agente desplazante}} \quad (11)$$

E_D está entre valores de 0 y 1, siendo que si es 1 se considera que el agente desplazante afectó fuertemente las condiciones iniciales del sistema roca fluidos

Para medios incompresibles, de un componente con flujo en fase aceite en el medio permeable se utiliza la siguiente ecuación que es proporcional a la saturación promedio.

$$E_D = 1 - \frac{\bar{S}_2}{\bar{S}_v} \quad (12)$$

Difusión y Dispersión

La difusión se refiere al material neto transportado, dentro de una sola fase en ausencia de una mezcla, donde la difusión molecular es causada por gradientes de concentración que van de zonas de mayor concentración a zonas de menor concentración (Sheng, 2013).

Por otro lado, se engloba en el término de dispersión, a todas aquellas variaciones heterogéneas en la velocidad, cuando a través del medio poroso se produce una mezcla de fluidos miscibles. Existen dos tipos de dispersión la longitudinal y la transversal (Tuna, 2004).

II. PROCESOS DE CONTROL DE MOVILIDAD

El proceso de control de la movilidad se basa principalmente en mantener una relación de movilidad favorable para mejorar la eficiencia de barrido. Donde el principal mecanismo es reducir la tensión interfacial entre el hidrocarburo y el fluido de desplazamiento, cambiar la mojabilidad de la roca, promover la emulsificación y el arrastre; para obtener una mayor recuperación. Este capítulo está sustentado por dos bibliografías distintas de un mismo autor, Sheng, 2011 y Sheng, 2013.

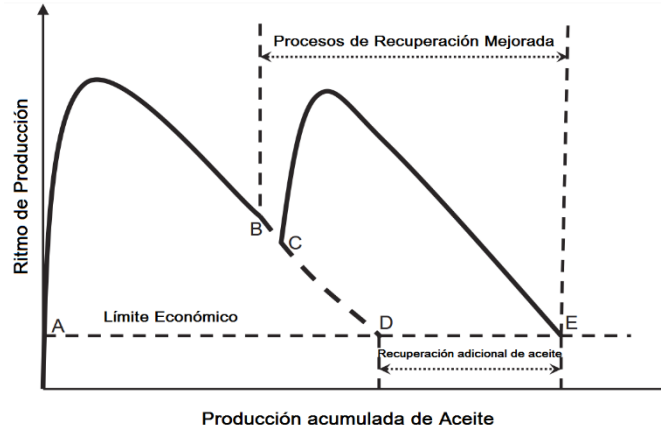


Fig. 11 Recuperación Adicional de Aceite (Adaptación Sheng, 2011)

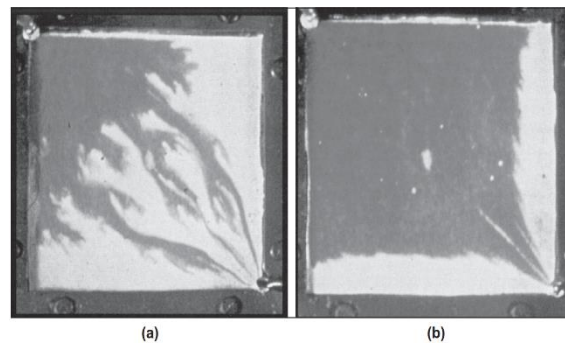


Fig. 12 Recuperación secundaria vs mejorada a nivel microscópico (Sheng, 2011) a) Inyección de agua, b) procesos de Recuperación mejorada

En la Fig. se muestra producción adicional acumulada causado por los procesos de recuperación mejorada, E representa la recuperación final al término de la recuperación mejorada, DE representan la recuperación adicional de aceite, BC representa la producción en el periodo de implantación del proceso de recuperación mejorada, D es el aceite final recuperado sin implantación de procesos de recuperación mejorada.

En la Fig. 12 se observa la eficiencia de desplazamiento durante una recuperación secundaria, mientras que, la imagen de la derecha muestra mayor eficiencia de desplazamiento durante una recuperación mejorada.

Productos Químicos en fase líquida

Debido a que no es viable alterar la movilidad de desplazamiento de los hidrocarburos afectando la permeabilidad relativa y /o la viscosidad, sin implementar alguna inyección de calor; a menudo se utilizan agentes químicos para el control de movilidad. Estos pueden ser geles, polímeros y surfactantes.

Polímeros

La función primordial de los polímeros es aumentar la viscosidad de la solución de desplazamiento y con ello disminuir su movilidad, para aumentar la eficiencia de barrido.

Los polímeros principalmente han sido utilizados como:

- ✓ Tratamiento de bloqueo de zonas de alta conductividad en pozos inyectores o productores.
- ✓ Agente para conectar zonas de alta conductividad *insitu* en el yacimiento.
- ✓ Agente para reducir la movilidad del agua, o la relación de movilidad agua- aceite.

Clasificación de los polímeros:

Hay dos clases de polímeros, los sintéticos y los biopolímeros, sin embargo, hay muchas variaciones desarrolladas para satisfacer necesidades específicas.

Los polímeros sintéticos son más utilizados por sus bajos costos, la alta producción de éste y por qué además proporcionan una mayor viscoelásticidad, que los biopolímeros.

A pesar de la gama de polímeros, los más representativos de los polímeros sintéticos es la poliacrilamida hidrolizada (HPAM), en cambio el xantano es el más representativo de los biopolímeros. La Tabla 2 muestra algunas estructuras clasificadas según sus características.

Tabla 2 Clasificación de Polímeros (Sheng, 2011)

ESTRUCTURAS DE LOS POLÍMEROS Y SUS CARACTERÍSTICAS		
<i>Estructura</i>	<i>Característica</i>	<i>Ejemplo</i>
-O- en la cadena	Degradación térmica a altas temperaturas; adecuado a temperaturas <80°C.	Polioxietileno, alginato de sodio, carboximetilcelulosa de sodio, HEC, goma de xantano.
Cadena de carbono en la cadena principal.	Buena estabilidad térmica, degradación no grave a temperaturas < 110°C.	Polivinil, poliacrilato sódico, poliacrilamida, HPAM.
-COO ⁻ en el grupo hidrofílico	Buen viscosificante, baja adsorción en arenas debido a repulsiones en la cadena, con precipitaciones de calcio y magnesio. Menor estabilidad química.	Alginato de sodio, carboximetilcelulosa de sodio, HPAM, goma de xantano.
-OH o -CONH ₂ en el grupo hidrofílico	Sin precipitaciones, buena estabilidad química, sin repulsiones en la cadena, por lo que tiene menor poder de viscosidad, alta adsorción en arenas debido a la presencia de hidrogeno.	Polivinil, HEC, poliacrilamida, HPAM.

Debido a que el medio de solución de los polímeros es el agua, es importante conocer la concentración de sales de está.

Variables que influyen en las soluciones poliméricas

En la eficiencia de la recuperación mediante polímeros hay variables que se deben tomar en cuenta para la implementación de dicho método dentro del yacimiento:

Tipo de yacimiento:

Indicará las condiciones iniciales y la factibilidad de implementación.

Temperatura:

Los factores clave que afectan a la estabilidad de polímero son la degradación y la hidrólisis oxidativa, seguido de precipitación con cationes divalentes. La degradación del polímero se vuelve más grave a medida que aumenta la temperatura como se aprecia en la Fig. 13, especialmente por arriba de 70° C. Para las condiciones más comunes (donde cationes divalentes están presentes) nuevos polímeros se están haciendo disponibles ya que son más estables a temperaturas elevadas. Sin embargo, estos polímeros tienden a ser caros.

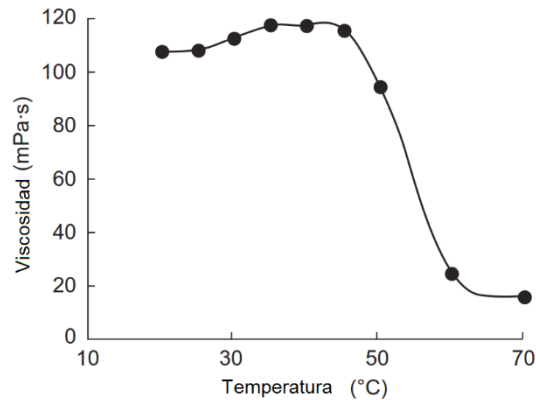


Fig. 13 Viscosidad vs Temperatura (Zhou y Huang, 1997)

Permeabilidad:

La permeabilidad del yacimiento es otro factor clave que afecta a la propagación de una solución polimérica. La eficacia de una inyección de polímero se ve afectada significativamente por la concentración del peso molecular del polímero. Debe existir una relación coincidente entre la concentración del peso molecular del polímero y la permeabilidad del yacimiento cuando se selecciona el producto polimérico. Es decir, la concentración del peso molecular debe ser lo suficientemente pequeña para que el polímero puede entrar y propagarse eficazmente a través de la roca del yacimiento. Con el fin de evitar el bloqueo de los poros por moléculas de polímero.

Heterogeneidad

La recuperación incremental de aceite depende de la variación de la permeabilidad con la secuencia geológica sedimento y el tamaño de la acumulación de polímero, así como la relación de permeabilidad entre direcciones horizontal y vertical del yacimiento.

Viscosidad del aceite

Durante la inyección de agua, la viscosidad del aceite domina la relación de movilidad entre la fase aceite y la fase agua. Sin embargo, la relación de movilidad puede mejorarse mediante la inyección de una solución polimérica, de acuerdo a lo que se explicó anteriormente.

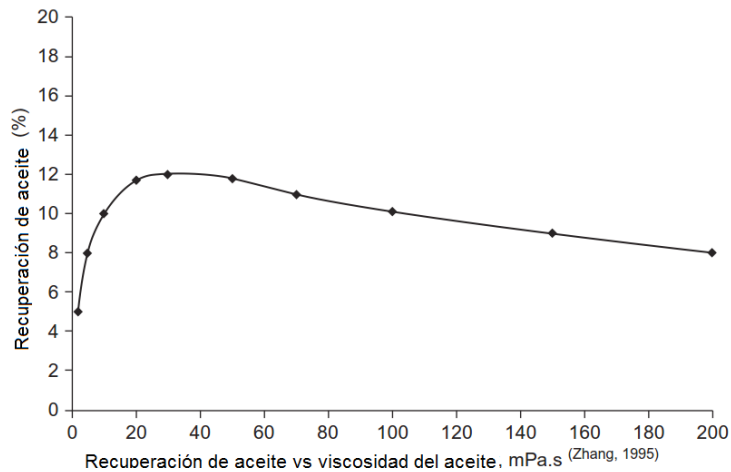


Fig. 14 Viscosidad del aceite vs Recuperación de aceite (Zhou y Huang, 1997)

Salinidad del agua de formación

La viscosidad del polímero disminuye con la salinidad. La viscosidad del polímero es sensible al contenido de cationes del agua: Ca^{2+} , Mg^{2+} , Fe^{3+} , etc., mucho más que K^+ , Na^+ . La baja viscosidad del polímero dará lugar a un mal control de la movilidad.

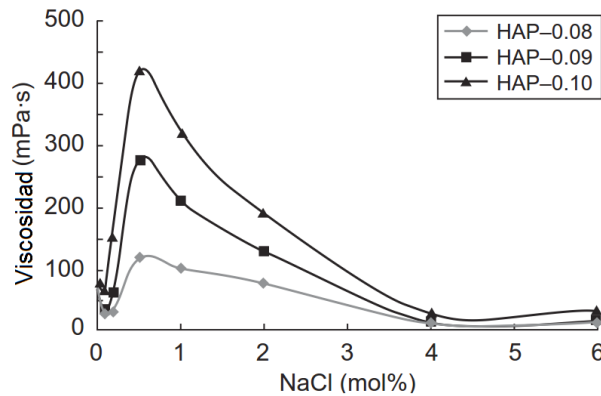


Fig. 15 Efectos de la Salinidad en la Viscosidad (Jiang, 2003)

Mecanismos de acción

El principal mecanismo de las soluciones poliméricas, consiste en incrementar la viscosidad de la solución, de tal forma que la relación de movilidad se reduzca y por ello los efectos de digitación mejorando así la eficiencia de barrido.

Otro mecanismo utilizado en soluciones poliméricas es el de viscoelásticidad, la viscosidad interfacial entre el polímero y el aceite es mayor que entre el aceite y el agua. Por lo que la tensión entre el aceite y el polímero es inexistente, y el polímero ofrece cierta “atracción” sobre el aceite, reduciendo la saturación residual.

En comparación con los métodos de inyección de agua, la inyección de soluciones poliméricas, necesita la utilización de menor volumen de agua; en este sentido hay un impacto en costos principalmente en yacimientos costa fuera.

Movilidad con soluciones poliméricas

Una relación de viscosidad grande conduce a que el corte de agua aumente a pesar de que la saturación de agua no sea alta. El resultado es la suspensión de la producción debido al corte de agua. La recuperación de aceite final puede ser mucho menor que el máximo de eficiencia de desplazamiento que podría lograrse de otra manera. En contraste, una relación de viscosidad inferior entre el aceite y el agua retrasará aumentos en el corte de agua. Por lo tanto, el corte de agua alcanza un valor dado cuando la saturación de agua es mayor.

Generalmente, para la conducción del agua por un yacimiento homogéneo, una relación de movilidad desfavorable a menudo existe porque la viscosidad del agua inyectada es inferior a la viscosidad del aceite. Este resultado induce que el corte de agua aumente durante la producción. Como consecuencia, la eficiencia de barrido será muy baja, debido al fenómeno de digitación. Sin embargo, mediante la inyección de una solución de polímero-viscoso, la relación de movilidad puede ser mejorada.

Surfactantes

Un surfactante es una mezcla de agentes de acción de superficie también llamadas sustancias anfífilas, de compuestos orgánicos. Formada a partir de moléculas polares (hidrofílica) representados por una “cabeza” que favorecen la disolución mediante enlaces de hidrógeno u otras interacciones electrostáticas; el otro tipo de molécula es la no polar (hidrofóbica o lipofílica) representados esquemáticamente por una “cola”, estos son principalmente cadenas de hidrocarburos.

A la representación de la cabeza y la cola se le denomina monómero.

Como resultado, los surfactantes son solubles tanto en un disolvente orgánico como en agua. Alteran las propiedades de la superficie de manera significativa; en particular, reducen la tensión superficial y la tensión interfacial.

Clasificación de Surfactantes de acuerdo con la naturaleza de la parte hidrofílica:

De acuerdo con Lake, 1989, Sheng, 2011 y León, 2013, se darán las siguientes definiciones; el Diagrama 1 muestra la clasificación de los surfactantes:

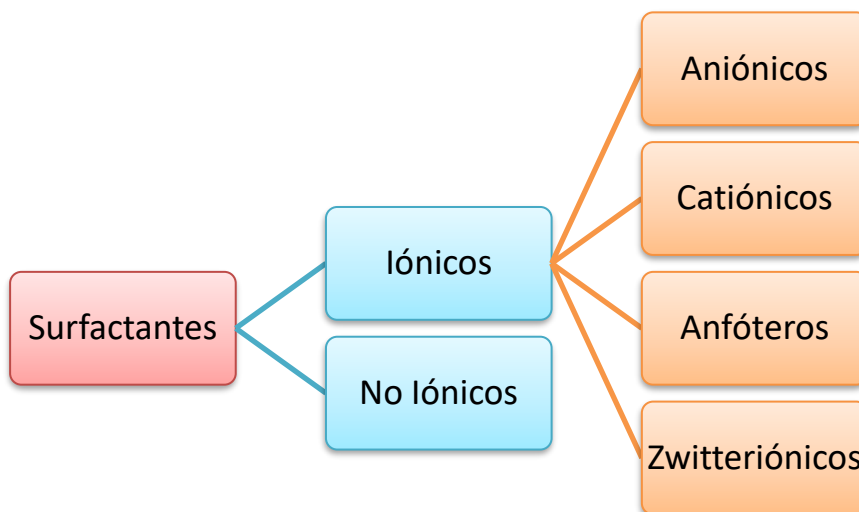


Diagrama 1 Adaptación de clasificación de los surfactantes, (Lake, 1989) y (León, 2013).

- ✓ **Aniónicos:** Son los más utilizados en procesos de recuperación mejorada, requieren electroneutralidad donde la molécula de surfactante ioniza a los cationes libres y al monómero aniónico; debido a ello es que presentan relativamente baja adsorción sobre areniscas cuya superficie de carga es negativa, que puede afectar la mojabilidad de la roca. Es relativamente barato y resistente a la tensión.
- ✓ **Catiónicos:** Pueden adsorberse con fuerza en las areniscas, por lo que generalmente no se utilizan en este tipo de yacimientos, además tienen un costo más elevado si lo comparamos con los aniónicos, por lo que se reduce su utilización. Se pueden utilizar en las rocas carbonatadas para cambiar la mojabilidad.
- ✓ **Zwitteriónicos:** (León, 2013) Son moléculas en las cuales los grupos que presentan carácter hidrofílico poseen ambos tipos de cargas, pueden actuar como:
 - Emulsificantes
 - Encapsulantes
 - Estabilizantes
 - Dispersantes y solubilizantes
 - Espumantes y antiespumantes
 - Agentes gelificantes
- ✓ **Anfóteros:** Contienen dos grupos activos que pueden ser no iónicos-aniónicos, no iónicos-catiónicos, aniónico o catiónico. También son altamente tolerables a la temperatura y a la salinidad, pero son muy caros.
- ✓ **No iónicos:** Sirven principalmente como co-surfactantes para mejorar el comportamiento de fase del sistema. A pesar de que son más tolerantes a la alta salinidad, su función para reducir la tensión interfacial no es tan bueno como los aniónicos. A menudo, una mezcla de surfactantes aniónicos y no iónicos se utiliza para aumentar la tolerancia a la salinidad.

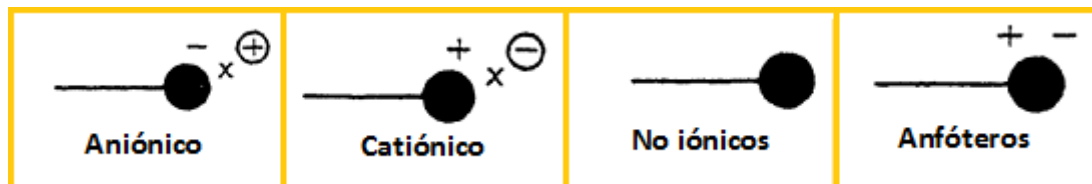


Fig. 16 Ilustración de los tipos de surfactantes (Lake, 1989)

Parámetros y características de los surfactantes

Algunas características y parámetros importantes que vale la pena mencionar en el comportamiento de los surfactantes son: balance hidrofílico- lipofílico (HLB), concentración micelar crítica (CMC), temperatura de Krafft, relación de solubilidad, relación- R y el factor de arreglo.

Balance hidrofílico- lipofílico (HLB)

Este número indica la tendencia relativa que explica la solubilización en agua o aceite y por lo tanto, a formar emulsiones de agua en aceite o bien de aceite en agua, los números bajos de HLB se asignan a surfactantes que tienden a ser más solubles en aceite y para formar emulsiones de agua en aceite.

Cuando la salinidad de la formación es baja, se debe seleccionar un agente surfactante de bajo HLB, por el contrario, cuando la salinidad formación es alta, se debe seleccionar un surfactante de alto HLB; tal surfactante es más hidrófilo.

Concentración Micelar Crítica (CMC)

Definida como la concentración de los surfactantes a la cual las micelas se forman espontáneamente Fig. 17. Se describe una micela como una asociación de moléculas (monómeros), donde a partir de cierto rango de concentración, existen interacciones importantes hidrófobas entre moléculas de surfactante respecto a las interacciones hidrofílicas Fig. 18.

Cuando la cobertura de la superficie por los surfactantes aumenta y la tensión superficial disminuye, los surfactantes comienzan agregación en micelas, por tanto, de nuevo se dará la disminución de la energía libre del sistema al disminuir el área de contacto de las partes hidrófobas del surfactante con agua.

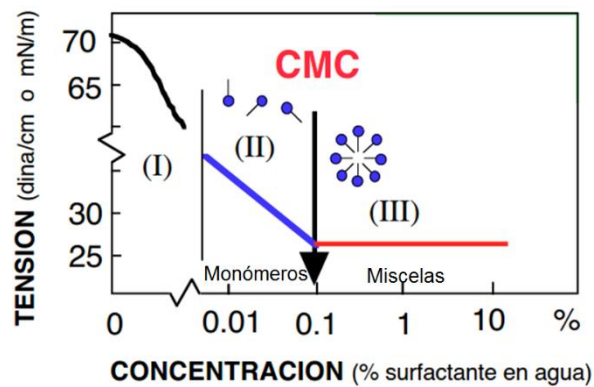
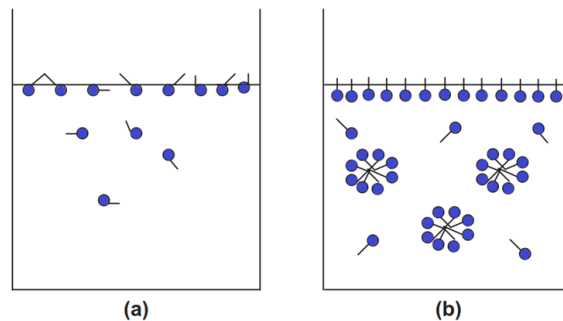


Fig. 17 Concentración Micela Crítica (FIRP 201A)



Distribución de moléculas surfactantes en solución a concentraciones a) debajo (monómeros) y b) por encima de CMC (micelas)

Fig. 18 Concentraciones (Adaptación Sheng, 2013)

Temperatura de Krafft

La temperatura Krafft, o temperatura crítica micelar, es la temperatura mínima a la que los surfactantes forman micelas. Por debajo de la temperatura Krafft, las micelas no se pueden formar.

Relación de Solubilidad

Hay varias teorías para guiar el diseño de un nuevo surfactante y explicar el comportamiento de fase del surfactante. Relación de solubilidad es una de ellas, para la mezcla aceite -agua se define como la relación del volumen de aceite solubilizado en agua, para el volumen de surfactante en la fase de microemulsión. Relación de solubilización está estrechamente relacionado con la tensión interfacial, tal como se formula por (Eh, 1979). Cuando la relación de solubilización para el aceite es igual a la de agua, la tensión interfacial alcanza su mínimo.

Relación -R

Consideremos la zona interfacial de un espesor finito. Hay cabezas hidrófilas y las colas lipofílicas en los monómeros, además de las moléculas de aceite y agua. Si la interacción entre moléculas de aceite y los monómeros es fuertemente atractivo, el surfactante tiene afinidad (miscible) con la fase de aceite. Esta interacción, debe incluir la interacción de las moléculas de aceite con ambas colas lipofílicas y cabezas hidrofílicas.

Factor de Arreglo

Definido por (Wang et al., 2006b):

$$\Phi = \frac{V}{a_0 L_c} \quad (13)$$

Donde V es el volumen ocupado por el grupo hidrófobo en el núcleo del monómero, a_0 es el área de sección transversal ocupada por el grupo hidrófilo (cabeza) en la superficie, y L_c es la longitud del grupo hidrófobo (cola), Fig. 19.

La tensión interfacial mínima en el factor de arreglo es igual a 1, en la siguiente Tabla 3 se muestra el arreglo de la micela según la forma del monómero.

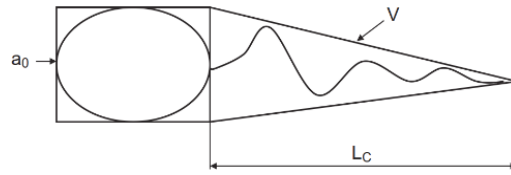


Fig. 19 Diagrama monómero (Sheng, 2011)

Tabla 3 Clasificación de Micela según su factor de arreglo (Sheng, 2011)

Factor de arreglo	Tipo de micela
<0.33	Micela esférica, elipsoidal
0.33-0.5	Micelas en forma de barra
0.5-1.0	Vesículas, bicapas
1.0	Bicapas planas
>1.0	Micelas inversas (cabeza pequeña y gran cola)

Tipos de Microemulsiones

De acuerdo con Lake (1989) los comportamientos de fase de los surfactantes se ven afectados fuertemente por la salinidad de la salmuera. A medida que se aumenta la salinidad, el surfactante se mueve de la fase acuosa a la fase de aceite. Con bajas salinidades los surfactantes exhiben una buena solubilidad en la fase acuosa. Algunos aceites son solubilizados en el núcleo de la micela.

A continuación, se muestra los tipos de microemulsión de acuerdo con la salinidad de la salmuera Fig. 20.

El comportamiento de fase de la interacción aceite-salmuera-surfactante se describe en diagramas ternarios, donde la cima del diagrama representa al pseudocomponente del surfactante, la punta inferior izquierda a la salmuera y la punta inferior derecha al aceite. En la siguiente Tabla 4 se muestra la notación convencional para estos diagramas.

Tabla 4 Clasificación de los tipos de Microemulsiones (Lake, 1989).

<i>i</i>	Especie	Concentración Unitaria
1	Agua	Fracción volumen
2	Aceite	Fracción volumen
3	Surfactante	Fracción volumen
4	Polímero	Porcentaje en peso o g/m ³
5	Anión	meq/cm ³ volumen de poro
6	Divalentes	meq/cm ³ volumen de poro

<i>j</i>	Fase
1	Acuosa
2	Aceitosa
3	Microemulsión

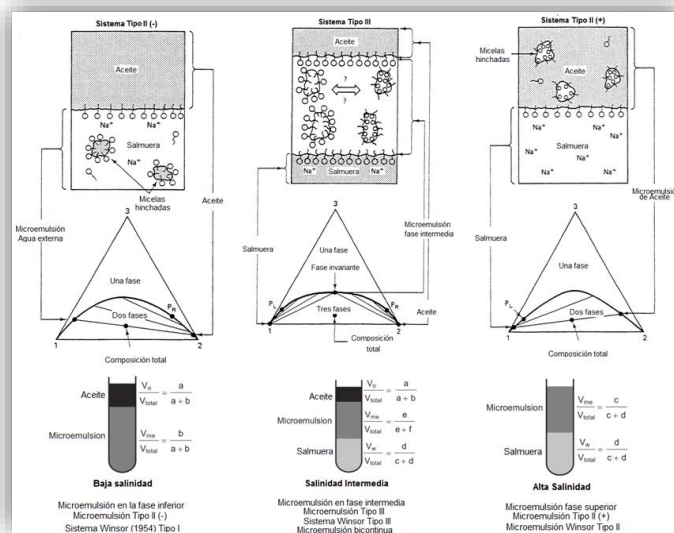


Fig. 20 Representación y diagramas ternarios de microemulsiones, con referencia de salinidad (Adaptación Lake, 1989 y Sheng, 2013)

Se debe distinguir entre las macro emulsiones de las micro emulsiones.

Una macroemulsión se refiere a la mezcla de dos o más líquidos inmiscibles; un líquido (en fase dispersa) es dispersado en otra (en fase continua). Una macroemulsión tiende a tener un aspecto turbio debido a que las fases dispersan la luz que pasa a través de él. El término emulsión ordinaria o, simplemente, de emulsión general significa macroemulsión. Las emulsiones son termodinámicamente inestables y no tienden a formarse espontáneamente, necesitan energía adicional para formar una emulsión. Existen tres tipos de emulsiones inestables: la floculación, donde las partículas forman grumos; la formación de cremas, donde las partículas se concentran en la superficie (o en la parte inferior según la densidad relativa de las dos fases); y la ruptura o coalescencia, donde las partículas se unen formando capas de líquido.

Las microemulsiones por el contrario son limpias (transparentes y traslucidas), termodinámicamente estables, líquidos isotrópicos de mezcla de aceites, agua y surfactante, frecuentemente en combinación con un co-surfactante. Cuando la solución no es traslucida es porque contiene agregados micelares.

Una de las principales diferencias entre microemulsión y macroemulsión es el tamaño de la gota, las gotas de las macroemulsiones son de mayor magnitud.

Factores que influyen en las propiedades de los surfactantes.

Co-surfactantes

Existen algunos compuestos como el co-surfactante, que pueden alterar el tipo de sistema, ajustando los pseudo-componentes; dicha transición ocurre a diversas salinidades.

Temperatura

Para la mayoría de los aniónicos, altas temperaturas significan mayor solubilidad de la salmuera (Nelson y Pope, 1978). Esta tendencia se invierte para la mayoría de los no iónicos. En general, la mayoría de los surfactantes son no tolerantes a la temperatura, se degradan y pierden su función.

Presión

En los comportamientos de fase de sistemas líquidos se consideran despreciables los efectos de presión; sin embargo, Nelson (1982) notó efectos sustanciales en los gases del crudo. El volumen específico de aceite incrementa (cuando la presión disminuye), el surfactante es más soluble en agua. Cuando la solubilidad del surfactante en aceite disminuye ocurre un efecto inverso.

Tensión interfacial

La tensión interfacial se ve directamente afectada por el tipo y concentración del surfactante, repercutiendo en el comportamiento de fase, ya que se relaciona directamente con la solubilización (Fig. 21).

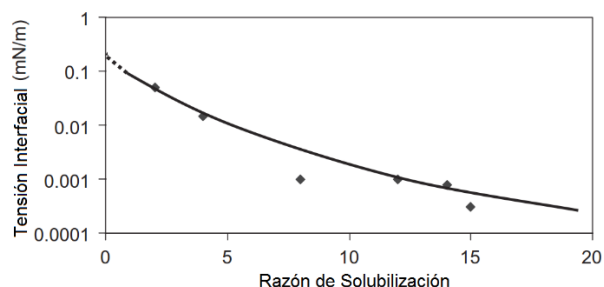


Fig. 21 Relación de Solubilización vs Tensión Interfacial (Sheng, 2011)

Mecanismos de acción

Durante la inyección de un surfactante diluido en yacimiento mojado por agua, ocurren contactos entre la solución de surfactante y las gotitas de aceite residual, las gotas de aceite se emulsionan debido a la baja tensión interfacial y son arrastradas en solución de surfactante. Estas gotitas de aceite arrastradas se llevan adelante del surfactante; el contacto del surfactante con la superficie de la roca, modifica la mojabilidad de la roca.

En yacimientos mojados por aceite, el aceite residual está adherido a la garganta de poro, cuando la solución del surfactante entra en los poros, por la baja tensión interfacial, las gotas de aceite son desplazadas a lo largo de las paredes del surfactante diluido, formando trayectorias de flujo de aceite continuo; durante la trayectoria las gotas se pueden romper y emulsionar. El aceite emulsionado se une formando bancos, donde dependiendo de la adsorción del surfactante se puede afectar la mojabilidad.

Cuando la salinidad es baja, el aceite en el agua forma una emulsión y cuando la salinidad es alta, el agua en el aceite también lo hace.

Movilidad con Soluciones Surfactantes

Usualmente los surfactantes son empleados como agentes modificadores de la mojabilidad, reduciendo la tensión interfacial de los fluidos, sin embargo, si analizamos todo en relación a las fuerzas que intervienen en el flujo de dichos fluidos se puede encontrar dicha relación de acuerdo al número capilar $N_c = \frac{\mu v}{\sigma \cos \theta}$, es decir, que éstos fenómenos están relacionados directamente con la tensión interfacial y el ángulo de contacto.

Ahora bien, se pretende realizar un análisis donde se observe un comportamiento del cual actualmente no se tiene referencia, sobre la afectación de la viscosidad de los fluidos causada por soluciones surfactantes.

Dado que, si existe una afectación directa a la viscosidad de los fluidos, se establece una relación con la movilidad de los fluidos, que es el tema que compete a este trabajo.

Productos Químicos como espumas

En el presente trabajo se abordan las espumas como agente de control de movilidad, el objetivo es dar las bases necesarias para comprender el mecanismo de recuperación de las espumas, por ello lo primero es definir que es una espuma:

Una espuma está compuesta por una aglomeración de burbujas de gas separadas entre sí por una pequeña película de líquido, en un sistema coloidal disperso en una fase continúa de surfactante-líquido y usualmente tratado como un fluido homogéneo con densidad y viscosidad variable (Tuna, 2004).

Características de las espumas

Las espumas son como una dispersión de un volumen relativamente grande de gas en un pequeño volumen de líquido. La Fig. 22 ilustra de forma esquemática como la fase gaseosa es separada por la película de líquido en la interfase.

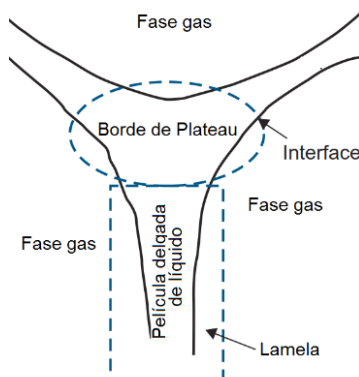


Fig. 22 Esquema borde de Plateau

La espuma puede ser generada por alteraciones líquidas que tienen pequeñas cantidades de agente espumante (surfactante) y contactos con gas. Sin la presencia de un agente espumante, las espumas se vuelven inestables y se rompen fácilmente. Por lo tanto, es esencial para la formación de una espuma una mezcla de gas, agua y un agente espumante.

Las espumas se caracterizan por tener cierta calidad, expresada en fracción o porcentaje de volumen de gas en la espuma y un tamaño de burbuja promedio específico con distribución. La calidad típica de una espuma está en un rango de 75 a 90%, mientras el tamaño promedio

de la burbuja y su distribución pueden variar significativamente entre espumas; desde un tamaño coloidal (0.01-0.1 μ m) a décimas de milímetros. La calidad de una espuma está estrechamente ligada al tamaño de la burbuja, mientras el tamaño de la burbuja sea más grande la espuma es más inestable y la calidad menor.

Un surfactante es necesario para generar y estabilizar una espuma. Para una correcta selección de surfactantes, es necesario realizar pruebas de laboratorio para una aplicación específica. Un agente espumante se selecciona basándose en su capacidad de formación de espuma, estabilidad de la espuma, y la movilidad de espuma.

Formación de espumas:

Existen tres mecanismos de generación de espumas, fundamentales a nivel de poro: “*snap-off*”, división de lamelas y “*leave-behind*”. El mecanismo “*snap-off*” ocurre cuando la burbuja penetra una garganta de poro y una nueva burbuja se forma, como se muestra en la Fig. 23. Este mecanismo coloca una pequeña porción de gas en la fase discontinua de la espuma. Este es el mecanismo dominante en la generación de espumas, afectando las propiedades de flujo de la fase gaseosa. Este mecanismo influye en las propiedades de flujo de la fase de gas mediante el aumento de la discontinuidad de la fase de gas y con la creación de lamelas. Las burbujas de gas generadas pueden representar una problemática en el medio poroso, bloqueando las vías de gas para reducir la permeabilidad a los gases.

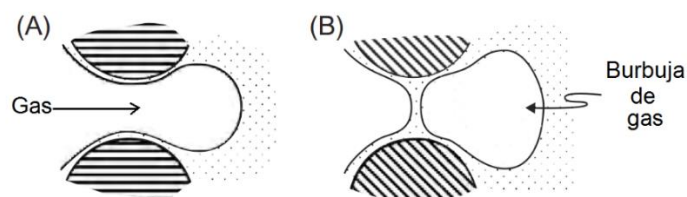


Fig. 23 Esquema *snap-off*, se observa la penetración por la garganta de poro y la formación de la burbuja de gas

La división de las lamelas ocurre cuando la lamela (espuma preformada) se aproxima a un punto de ramificación de modo que la lamela se divide en dos o más lamelas, Fig. 24. Este mecanismo es similar al de ruptura en el que la burbuja formada se separa, que puede bien fluir o bloquear las vías de gas. Los mecanismos de ruptura y división de lamelas afectan fuertemente las velocidades de flujo.

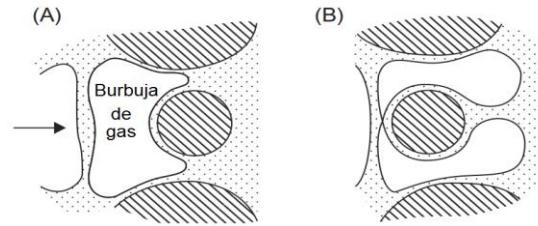


Fig. 24 Esquema que muestra el mecanismo de división de la lamela, A) punto de ramificación B) división de las burbujas de gas formadas. (Sheng, 2013)

El “*leave-behind*” inicia cuando dos meniscos de gas invaden de forma adyacente el cuerpo de los poros llenos de líquido en diferentes direcciones, Fig. 25. Una lente se queda atrás ya que los dos meniscos convergen. Por este mecanismo, se forman un gran número de lamelas, algunas bloquean las vías de gas. En efecto, la lamela reduce relativamente la permeabilidad del gas creando caminos sin salida y el bloqueo de canal de flujo. Este mecanismo es importante a bajas velocidades y genera relativamente formas débiles. “*Leave-behind*” genera flujo estacionario en los lentes cuando la saturación en la fase acuosa es alta. Es un proceso que impacta en la reducción en la movilidad del gas.

Ransohoff and Radke 1988, encontraron que la espuma generada por el mecanismo “*leave-behind*” únicamente dio aproximadamente una reducción de cinco veces en la permeabilidad de gas en estado estacionario, mientras que las espumas de gas discontinua creados por el mecanismo “*Snap-off*” resultaron en una reducción de varios cientos de veces en la permeabilidad a los gases (Persoff et al., 1991). De acuerdo a la discusión y algunas observaciones experimentales de científicos concluyeron que el mecanismo de división de la lamela no es aparentemente significativo y que el mecanismo dominante en la generación de las espumas es el “*snap-off*”.

Chambers and Radke 1991, menciona dos mecanismos básicos en la coalescencia de la espuma: la succión capilar y la difusión del gas. La succión capilar es el principal mecanismo de ruptura de las lamelas. Porque la presión en el lado cóncavo curvado de una película de espuma de es más alta que en el lado convexo, gas difunde desde la cóncava hacia el lado convexo de la película, y se disuelve en el líquido.

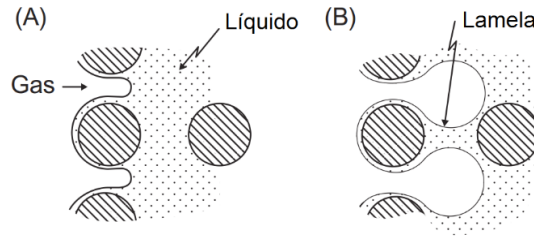


Fig. 25 Esquema que muestra el mecanismo "leave- behind", A) formación de lentes B) división de las burbujas de gas formadas. (Sheng, 2013)

Estabilidad de las espumas

Las espumas no son termodinámicamente estables. Eventualmente colapsan. El término de estabilidad significaría que es relativamente estable en un sentido cinético. La estabilidad en una espuma es determinada por una serie de factores que implican propiedades interfaciales.

Drenaje Gravitacional:

Las espumas son separadas en capas delgadas que serán drenadas por la gravedad de los líquidos.

Succión Capilar de Laplace:

Como se muestra en la Fig. 26, las interfases de gas- líquido en las fronteras del borde de Plateau son bastante curvadas, mientras que, a lo largo de las regiones de película delgada, las interfases son planas. Debido a que la presión capilar es inversamente proporcional a los radios de una interfaz de acuerdo con la ecuación de Young Laplace, hay una diferencia de presión entre estas dos regiones. Estas fuerzas de diferencia de presión de líquido fluyen hacia las fronteras en el borde Plateau y provoca el adelgazamiento de las películas.

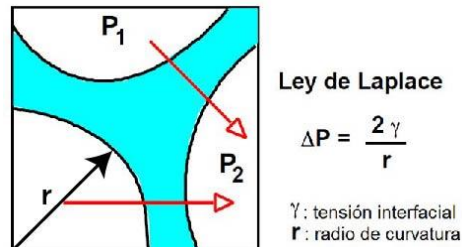


Fig. 26 Ecuación de Young- Laplace (FIRP #263)

Efecto Gibbs- Marangoni:

Se refiere a la masa transportada mediante el fluido en la interfase entre dos regiones debido al gradiente de tensión de la superficie Fig. 27. En los sistemas espumantes, cuando una película de líquido del surfactante estabilizado experimenta una expansión, la concentración local de surfactante se reduce debido al incremento del área de superficie, y la película se vuelve más delgada. La concentración de surfactante menor conduce a una mayor tensión superficial. Mientras una mayor tensión superficial provoca la contracción de la superficie, a fin de mantener bajo consumo de energía. La contracción de la superficie induce un flujo de líquido en la película de la región de baja a la de mayor tensión. Este flujo de líquido proporciona la resistencia contra el adelgazamiento de la película líquida. En otras palabras, el efecto Marangoni debido a la superficie gradiente de tensión ayuda a estabilizar un sistema de espuma. Este efecto también se conoce como elasticidad superficie.

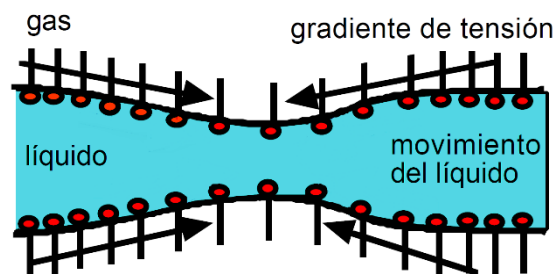


Fig. 27 Esquema Efecto Gibbs Marangoni (FIRP #263)

Entrada y dispersión:

Para romper la película de una espuma, una partícula hidrofóbica (gotita de aceite) debe emerger de la fase acuosa en la interfaz de agua-gas durante un proceso llamado de entrada. Después de esta entrada, un poco de la gota de aceite se puede dispersar en la interfaz de la solución de gas en un segundo paso. Dos coeficientes miden los cambios en la energía libre del sistema asociado con estos dos pasos. Cuando una gota de aceite entra en la interfaz de agua-gas, se crea una nueva interfaz gas-aceite, y el cambio se mide por el coeficiente de entrada, “ E ” (Lecomte et al., 2007).

$$E = \sigma_{wg} + \sigma_{wo} - \sigma_{og} \quad (14)$$

Cuando E es positivo significa la tensión superficial del líquido antiespumante (σ_{og}) es menor que la suma de la tensión superficial del líquido espumante (σ_{wg}) y la tensión interfacial entre el antiespumante y el líquido espumante (σ_{wo}). La energía libre asociada con este cambio es la diferencia entre la energía del resultado final (la tensión superficial de aceite) y el punto de partida (la suma de la tensión superficial del agua y la tensión interfacial de aceite -agua). Este valor es el opuesto de la energía libre asociado con el paso de entrar.

Cuando una gota de aceite se dispersa sobre la superficie gas- agua, se crea una nueva interfaz de superficie de gas-aceite y agua-aceite, y el cambio se mide mediante un coeficiente de dispersión, "S":

$$S = \sigma_{wg} - \sigma_{wo} - \sigma_{og} \quad (15)$$

En este paso, la superficie del agua se sustituye por una superficie de aceite. Un S positivo significa la tensión superficial del líquido espumante (σ_{wg}) es mayor que la suma de la tensión superficial del líquido antiespumante (σ_{og}) y la tensión interfacial entre el antiespumante y el líquido espumante (σ_{wo}). La energía libre asociada con este cambio es la diferencia entre la energía del resultado final (la suma de la tensión interfacial aceite -agua y la tensión superficial de aceite) y el punto de partida (la tensión superficial del agua). El coeficiente de dispersión es el opuesto de la variación de energía libre asociado con el paso de propagación.

La estabilidad de la espuma se rige principalmente por la tasa de drene de líquido y la resistencia de la película.

Tensión Interfacial:

La energía requerida para la formación de burbujas, menor tensión interfacial hace más sencilla la formación de burbujas. Sin embargo, menor tensión interfacial no garantiza una espuma estable. Para una lograr una espuma estable, la película debe tener cierto nivel de resistencia. La estabilidad de las espumas también depende de los surfactantes usados.

Difusión:

Las burbujas de gas tienen una distribución de tamaño no uniforme. Las burbujas pequeñas tienen mayor presión que las burbujas grandes. Las diferencias de presión causan diferencias químicas, que a su vez hace que el gas se difunda a través del líquido de pequeñas burbujas hacia las burbujas más grandes (Lago, 1989). Esto hace que las burbujas coalescan.

Drene de líquidos por gravedad:

El drene es causado por la gravedad, las películas líquidas se vuelven más delgadas. Esto causa que las burbujas de gas coalescan. Desde este punto de vista, se puede entender que la baja saturación de fase líquida haría espumas menos estables.

Viscosidad de líquidos:

Puede entenderse que el aumento de la viscosidad del líquido retardará el drenaje de líquido. Los datos experimentales también muestran que una mayor viscosidad conduce a espumas más estables.

Influencia de fases adicionales:

La estabilidad de las espumas se ve afectada por la presencia de especies disueltas, una fase líquida adicional, tal como aceite en una espuma acuosa o sólidos finos. En estos casos, si el efecto es estabilizador o desestabilizador depende de varios factores. La adición a un sistema espumante de cualquier sustancia soluble que puede incorporarse en la interfaz puede disminuir la estabilidad dinámica de la espuma si la sustancia hace cualquier combinación de los siguientes: incrementar la tensión superficial, disminuir la elasticidad de la superficie, disminuir la viscosidad de la superficie, o disminuir potencial de superficie. La presencia de partículas dispersas incrementa o decreta la estabilidad acuosa de la espuma. Uno de los mecanismos de recuperación de estabilidad es la recuperación de una mayor viscosidad que resulta de tener una dispersión estable de partículas presentes en la solución. El segundo mecanismo de estabilización es operativo si las partículas no están completamente mojadas. En este caso, las partículas tenderían a acumularse en las interfases de la espuma en los que pueden añadir a la estabilidad mecánica. Por ejemplo, se observó que los asfaltenos mejoran la estabilidad de aceites espumosos (Sheng et al., 1997).

Efectos del aceite:

Las interacciones espuma-aceite tienen particular importancia en las aplicaciones de espumas para control de movilidad en recuperación mejorada. Cuando las gotas de aceite entran en la superficie agua/gas y son dispersadas, y la espuma se rompe. Ross and McBain 1994, postula que el aceite rompe la película de la espuma mediante la difusión en ambos lados de la película, de tal modo que expulsa el líquido de la película original formando una película de aceite que es mucho más inestable y se rompe fácilmente. Mientras algunos investigadores observaron en experimentos de inyección en núcleos que, las espumas no se generan cuando la saturación de aceite es mayor que la “saturación crítica de aceite para formación de espumas”. Algunas posibilidades de los mecanismos de desestabilización de espuma por una fase de aceite incluyen (1) formación de espuma por surfactantes en la fase aceite, (2) distribución de aceite espontáneamente en las lamelas de la espuma y desplazando la interfaz de estabilización de la espuma, (3) la emulsificación espontánea de aceite que permite la ruptura de la estabilización en la interfaz y (4) las gotas de aceite son localizadas en el medio poroso cuando las burbujas se rompen y así mismo ocurre un impedimento en los efectos de generación y regeneración. La aplicación de espumas es una amplia gama, sin embargo, para aplicaciones donde la espuma es inyectada en zona de barrido donde la saturación de aceite es baja con el propósito de controlar la movilidad, una espuma con tolerancia baja o intermedia al aceite puede ser adecuada. Si las espumas son usadas en desplazamientos de aceite se debe tener un especial control del RGA, y de la producción en los pozos, por esto es esencial la estabilidad de la espuma con el aceite.

Tamaño de burbuja:

Las burbujas de espuma tienen generalmente diámetros mayores a 10 micras y pueden ser mayores que 1000 micras. La estabilidad de la espuma no es necesariamente una función del tamaño de la gota, aunque puede existir un tamaño óptimo para un tipo de espuma individual. Algunas espumas tienen una distribución de tamaño de las burbujas que se inclina fuertemente hacia los tamaños más pequeños lo que representará una espuma más estable. El efecto de los tamaños de burbuja puede ser en forma más general clasificado como el efecto de la textura de la espuma que incluye tamaño de las burbujas, la forma y distribución dentro de la matriz de espuma. Espumas serán más estables si los tamaños de burbuja se distribuyen de manera más uniforme.

Efecto de la mojabilidad:

Suffridge et al., 1989 Observó que las espumas menos estables se encuentran en presencia de aceite en superficies sólidas oleofílicas en comparación con los mismos aceites y superficies hidrófilas.

Presión y Temperatura:

Cuando incrementa la presión, las burbujas se vuelven más pequeñas y la película de los líquidos más larga. Las presiones altas ayudan a estabilizar las burbujas. Pero a muy altas presiones existe un riesgo de ruptura. En cambio, la temperatura incrementa la solubilidad del surfactante en la fase líquida, teniendo principalmente menos surfactante en la interfaz gas/ líquido. También temperaturas mayores incrementan el proceso de drene del líquido. En otras palabras, altas temperaturas desestabilizan las espumas.

Otros:

La estabilidad de las espumas puede mejorarse incrementando la concentración micelar, disminuyendo el área individual de la película (tamaño de burbuja), disminuyendo la concentración electrolítica, así como la solubilidad o bajando la temperatura.

Mecanismos de acción

Las espumas son comúnmente utilizadas para controlar la movilidad del gas, principalmente de dos formas distintas, donde el primer mecanismo está asociado con el movimiento de las burbujas y su reordenamiento conforme fluyen donde las burbujas de gas confinadas son transportadas mediante su deslizamiento sobre las películas de líquido que lubrican las paredes de las gargantas y cuerpos del poro. A bajas velocidades de las burbujas, la caída de presión que se requiere para moverlas a una velocidad constante es mayor a la necesaria para mover un volumen equivalente de líquido. Por lo tanto, lo que aumenta la viscosidad del gas.

El segundo mecanismo que reduce la movilidad del gas es el atrapamiento de la fase gaseosa, en las películas de líquido.

Los factores más importantes que gobiernan el atrapamiento del gas son: gradiente de presión, geometría del poro y la textura de la espuma (Matías, 2011).

Movilidad en presencia de espumas

Las espumas son comúnmente utilizadas para controlar la movilidad del gas, es decir en campos donde existe una conificación de gas, para abatir la producción de gas y aumentar la producción de aceite. Como se comentó en los mecanismos de acción las espumas controlan la movilidad del gas entrampándolo en las películas de líquido.

En el presente trabajo se pretende concluir si las espumas pueden alterar la movilidad del agua en un sistema donde no exista presencia de la fase gaseosa.

III. REVISIÓN DE LITERATURA

Dentro de los métodos de recuperación mejorada se encuentran aquellos cuya funcionalidad es controlar la movilidad de los fluidos en el medio poroso afectando su mojabilidad, proporcionando un mayor factor recuperación. El mecanismo de los fenómenos involucrados en la interacción roca- fluido, son objeto de estudio dada su complejidad. Sin embargo, solo es de interés aquella literatura que es base para sustentar el presente trabajo.

Tradicionalmente los polímeros se usan para controlar la movilidad del agua en zonas invadidas por agua, mientras que las espumas se usan para controlar la movilidad del gas en zonas invadidas por gas. Pero existe poca evidencia de que agentes espumantes se hayan usado para controlar la movilidad de agua y existen menos referencias aun, de que un solo producto químico haya sido usado para controlar movilidad de agua tanto en fase líquida como en espuma. En este capítulo se presenta el resultado de una minuciosa revisión de publicaciones con referencia al control de movilidad, ya sea con surfactantes, así como con espumas, abarcando un periodo que va desde el año 2000 hasta la fecha. La búsqueda se centró en artículos de revistas agrupadas en bases de datos como "OnePetro", "ScienceDirect" y tesis elaboradas.

El resultado se presenta tabulado en donde se describe el nombre, año de la publicación y principal contribución.

Artículos OnePetro

NOMBRE	AÑO DE PUBLICACIÓN	CONTRIBUCIÓN
<p style="text-align: center;">Mobility Control by Polymers Under Bottom-Water Conditions, Experimental Approach. (Ezeddin, 2000)</p>	<p style="text-align: center;">October 2000</p>	<p>De forma experimental inician pruebas de control de movilidad del agua de surgencia y así mejorando la eficiencia de barrido y reduciendo los altos cortes de agua de inyección, esto mediante polímeros. Sus conclusiones hacen referencia a una mayor recuperación de hidrocarburo cuando se reduce la relación de movilidad cuando se presenta la invasión de agua.</p>
<p style="text-align: center;">Influence of Wettability on Foamed Gel Mobility Control Performance in Unconsolidated Porous Media. (Romero, 2004)</p>	<p style="text-align: center;">June 2004</p>	<p>En este trabajo, se utiliza un gel espumante con distintas calidades como agente de bloqueo en un medio no consolidado, y se comprueba la efectividad de los geles espumantes sobre todo en capas de alta permeabilidad, concluyendo que la alta calidad en dichos productos proporciona una mejor eficiencia de desplazamiento de fluidos en presencia de gas, mientras que los de un porcentaje menor de calidad proporciona un mejor control de la movilidad y /o de bloqueo.</p>
<p style="text-align: center;">Foam Mobility and Adsorption in Carbonate Core. (Y. Liu, 2006)</p>	<p style="text-align: center;">April 2006</p>	<p>Aborda el uso de espumas para controlar la movilidad del gas analizando un núcleo de roca carbonatadas a condiciones de yacimiento; analizando el comportamiento y la adsorción, afectando directamente la permeabilidad relativa de la fase no-mojante, generando resistencia al flujo. Planta que la movilidad del gas disminuye ligeramente al aumentar la calidad de la espuma cuando por debajo de la calidad crítica de la espuma y aumenta al aumentar la calidad de la espuma por encima de la calidad crítica de la espuma. Por otra parte, concluye que la disminución en la movilidad del gas aumenta de forma</p>

		proporcional a la concentración del surfactante comparándolo con otros tipos de inyección.
Conformance and mobility Control: Foams vs polymers. (Zhang, 2007)	March 2007	Se plantea que las espumas son mejores que los polímeros en control de movilidad, utiliza esta afirmación para la eficiencia de barrido vertical en zonas de alta permeabilidad, evitando el flujo cruzado entre capas de alta y baja permeabilidad, esto se cumple siempre y cuando el factor de resistencia de la espuma sea lo suficientemente alto para que permita contrastar la baja relación de movilidad entre el banco de gas y el banco de aceite-agua en las zonas de baja permeabilidad, por lo que se concluye que las espumas bajo ciertas circunstancias son mejores controlando la movilidad, en comparación con los polímeros. Este artículo es en particular interesante, para fines de limitaciones de las espumas y el comportamiento de los polímeros, bajo ciertas suposiciones.
Foam Mobility Control for Surfactant EOR. (Feng, 2008)	April 2008	Se justifica un análisis de la eficiencia de los surfactantes como espumas formadas insitu alternada con la inyección de gas (SAG); sin embargo la importancia radica en que las capas de baja permeabilidad pueden ocasionar la formación de flujo cruzado con las capas de alta permeabilidad; concluyendo así que el flujo cruzado se da por un desplazamiento favorable en la relación de movilidad pero que los fluidos divididos en capas de baja permeabilidad pertenecen a la primera fracción de líquido de la espuma; sustentado en una serie de experimentos con empacamientos de distintas permeabilidades.
Novel Insight into Foam Mobility Control. (M. Simjoo, 2013)	June 2013	Realizan estudios de laboratorio para observar la propagación del nitrógeno y la espuma, se menciona que los efectos de la concentración y la velocidad de inyección de los surfactantes son parámetros a los

		<p>cuales se debe tener atención, ya que controlan la fuerza y la propagación de la espuma bajo ciertas condiciones. Concluyendo así que la movilidad de la espuma se ve reducida en un orden de magnitud durante la primera inyección del volumen poroso, y que, para mayores tiempos de inyección, la movilidad decreta adicionalmente cuando aumenta la concentración del surfactante. Por otra parte, se concluye que la espuma es atrapada y esto ocurre durante el incremento de velocidad y que el entrampamiento persiste cuando la velocidad disminuye.</p>
<p>Combining Conformance Treatment with Mobility Control Increases Enhanced Recovery factor. (Richard Baker, 2014)</p>	<p>April 2014</p>	<p>Principalmente se analiza de forma experimental los efectos de barrido y la recuperación de aceite entre los procesos de inyección de agua (caso base) con recuperación del 27%, la inyección de polímeros con recuperación del 32%, la inyección de gel + agua con recuperación del 30% y la inyección de gel + polímeros con recuperación del 38%; lo que representa del caso base un porcentaje de recuperación considerable derivado de la sinergia entre los dos productos químicos. Cabe señalar que en las conclusiones de añade los costos incrementales inherentes a dicha inyección.</p>

Artículos ScienceDirect

NOMBRE	AÑO DE PUBLICACIÓN	CONTRIBUCIÓN
<p>Development and evaluation of foaming agents for high salinity tolerance. (Liu Zhao, 2011)</p>	<p>December 2012</p>	<p>Experimentalmente realizan variaciones de composición de agentes espumantes y gastos de inyección concluyendo que las espumas y los agentes espumantes mejoran la eficiencia de desplazamiento del aceite y en modelos heterogéneos de alta permeabilidad la recuperación puede incrementar alrededor del 21%, en yacimientos de alta salinidad; en comparación con la inyección de agua convencional.</p>
<p>Foam- oil interaction in porous media: Implications for foam assisted enhanced oil recovery. (R. Farajzadeh, 2012)</p>	<p>July 2012</p>	<p>Esta bibliografía es referente obligado por los conceptos abordados en los procesos de desplazamiento en presencia de espumas, basándose en que, el parámetro más importante para hacer más eficiente este proceso es la estabilidad de las películas de espuma en presencia del aceite. Mencionando que la inyección de espumas en procesos SAG son utilizados para procesos de desplazamiento de fluidos, para bloquear zonas de alta permeabilidad y para reducir fuerzas capilares reduciendo la tensión interfacial</p>
<p>Foam stability in the presence of oil: Effect of surfactant concentration and oil type. (M. Simjoo, 2013)</p>	<p>May 2013</p>	<p>Analiza principalmente a nivel de laboratorio la estabilidad de la espuma en presencia de cadenas alcanos, para la formación de la espuma se utilizaron distintos surfactantes comúnmente utilizados en la industria petrolera y gas nitrógeno, los experimentos se realizaron bajo distintas condiciones. Donde entre otras conclusiones algunos surfactantes incrementan la estabilidad de la espuma, conforme la concentración de este también aumenta. En presencia de algunos tipos</p>

		de surfactantes las cadenas cortas de alcanos tienden a desestabilizar la espuma.
Evaluation of oil- tolerant foam for enhanced oil recovery: Laboratory study of a system of oil- tolerant foaming agents. (Xianggang Duan, 2014)	August 2014	El objetivo es observar de forma experimental la tolerancia de la espuma al aceite, esto cuando se utiliza como agente de desplazamiento para incrementar la recuperación de aceite. Utilizando espumas preformadas y analizando las tensiones interfaciales, concluyendo lo siguiente, la estabilidad de la espuma incrementa conforme a la concentración del surfactante y a la salinidad; a diferentes concentraciones y saturaciones de aceite se observa una recuperación de alrededor del 40%, por lo que las espumas pueden ser estables en presencia del aceite.

Tesis

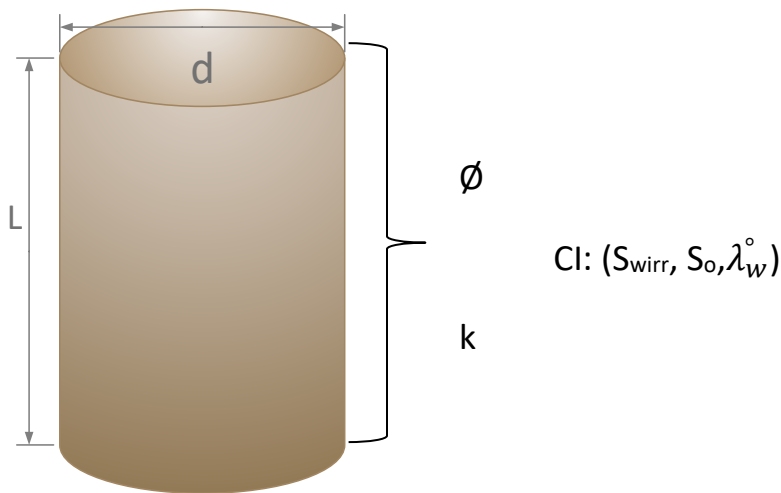
NOMBRE	AÑO DE PUBLICACIÓN	CONTRIBUCIÓN
Estudio Experimental para Determinar la Factibilidad Técnica de Inyectar Surfactantes en Yacimientos Fracturados para la Recuperación del Aceite Remanente en el Casquete (Almeida, 2008).	2008	Experimentalmente aporta una visión parámetro para la inyección de surfactantes, para obtener una mayor recuperación de hidrocarburos; sin embargo, hace hincapié en que en zonas de alto fracturamiento es menos eficaz.
Reducción de la Saturación de Aceite Remanente en Núcleos de la RMSO Invasados por Agua, Mediante la Inyección de un Surfactante y Nitrógeno. (Santana, 2009)	2009	En este trabajo se justifica la disminución de la saturación residual en rocas carbonatadas con la inyección de Surfactante y Nitrógeno reduciendo la tensión interfacial y afectando o modificando la mojabilidad.
Recuperación Mejorada Mediante la Implantación de Geles Poliméricos en Procesos de Desplazamiento con Salmuera en Sistemas Porosos Fracturados. (Pastrana, 2010)	2010	Justifica el control del agua presentada mediante la irrupción por canalización o fracturas, esto con un gel polimérico, con el fin de optimizar la producción. Se concluye que los geles, proporcionan un aporte adicional de recuperación de hidrocarburos y la factibilidad del uso de geles poliméricos.
Recuperación Mejorada por Inyección de Álcali, Surfactante y Polímero (ASP). (Sánchez, 2010)	2010	Dentro de los métodos de recuperación adicional se encuentra la inyección de ASP, en este trabajo se da una explicación y se analizan la factibilidad de aplicación en el campo cinco presidentes, realizando pruebas, análisis y correlaciones con otros campos del mundo donde ya se ha aplicado este tipo de recuperación.
Flujo de Espumas en un Sistema Fracturado para el Control de Canalización en un Yacimiento Naturalmente Fracturado. (Sánchez, 2011)	2011	Al hablar de espumas, esta tesis debe ser referencia obligada, debido a los conceptos y experimentos realizados donde se analizaba el comportamiento y reología de las espumas en espacios libres.

<p>Inyección de Espumas en Proyectos de Recuperación Mejorada; Control de Movilidad del Gas. (Matías, 2011)</p>	<p>2011</p>	<p>Otra referencia obligada para entender los conceptos básicos de las espumas, ya que nos brinda una recopilación excepcional de información sobre el control de la movilidad del gas y los factores involucrados, todo esto debidamente documentado.</p>
<p>Aplicación de Sistemas Surfactantes Espumados como Proceso Químico de Recuperación Mejorada, para Incrementar la Cantidad a Recuperar del Aceite Remanente en la Zona Invasada por Gas de un Yacimiento Naturalmente Fracturado. (Cortés, 2013)</p>	<p>2013</p>	<p>Este trabajo muestra los efectos que causan las soluciones con surfactantes en los yacimientos, en base a datos determinados experimentalmente que fueron tomados y simulados en un simulador comercial, analizando uno a uno los efectos a nivel de poro y posteriormente llevándolos a una simulación en un yacimiento en México.</p>
<p>Evaluación de un Proceso Experimental de Inyección de Producto Químico para Incrementar el Factor de Recobro. (Plandiura, 2013)</p>	<p>2013</p>	<p>En este trabajo mediante la medición del ángulo de contacto y la tensión interfacial de forma experimental, se evalúan y caracterizan algunos surfactantes en formaciones y con fluidos de distintos campos; esto con el fin de observar el comportamiento para obtener mayor recuperación de hidrocarburo.</p>
<p>Uso de Espuma para Control de Movilidad de Gas en Sistema Matriz-Fractura a Condiciones de Yacimiento. (García, 2014)</p>	<p>2014</p>	<p>Este trabajo es la antesala al presente, se aborda el uso de espumas en medios fracturados, para reducir la movilidad del gas, además de servir como agente de bloqueo. La justificación teórica establece, la reducción de movilidad como un mecanismo de reducción de permeabilidad y bloqueo, además define el término de "factor de reducción de movilidad", para el gas. Experimentalmente se concluye que las espumas si reducen la movilidad del gas.</p>
<p>Análisis de un Proceso de Recuperación Mejorada Durante la Inyección de Químicos Modificadores de</p>	<p>2015</p>	<p>Este trabajo propone la combinación de un método químico con uno térmico, para cuantificar una mayor recuperación de hidrocarburo. El experimento se realizó a distintas concentraciones y</p>

<p>la Mojabilidad a Alta Temperatura. (Torres, 2015)</p>		<p>temperaturas, empleando surfactantes con propiedades modificadoras de la mojabilidad, donde se observa que, a mayores concentraciones de surfactante, menor recuperación de aceite debido a que es menor la adsorción de la roca a este. Concluyendo que la combinación de métodos resulta favorable para recuperación de aceite, se asegura la buena compatibilidad de los surfactantes con salmuera aun cuando se someta a un proceso de alta salinidad y alta temperatura.</p>
--	--	--

IV. MODELADO FÍSICO

Para tener un panorama más amplio sobre los procesos y mecanismos desarrollados experimentalmente, se efectuó el desarrollo de un modelo conceptual; el cuál será encargado de describir analíticamente cada fenómeno involucrado.



Partimos con las condiciones iniciales del modelo planteadas en el Diagrama anterior, donde se tiene un empacamiento saturado con aceite en presencia de agua irreductible; dicho empacamiento se encuentra caracterizado por lo que se conoce su porosidad y la permeabilidad absoluta.

A partir de ello se pueden definir las variables y constantes a emplear.

Definición de Variables

Variables independientes:

Se consideraron como variables independientes a:

- Gasto de inyección de los fluidos (q_{iny})
- Concentración del Producto Químico (C_{PQ})
- Calidad de la espuma ($PQ+N_2$)
- Mezcla Agua-Aceite ($w+o$)
- Viscosidad del Producto Químico+ Salmuera (μ_{PQ+w})
- Viscosidad de la espuma (producto químico+ salmuera) ($\mu_{(PQ+w)+N_2}$)

Variables dependientes:

La variable dependiente más importante, debido a que es la variable obtenida directamente del modelo experimental es el promedio del diferencial de presión ($\overline{\Delta P}$), partiendo de ello se cuantificaron las siguientes variables:

- Movilidad del agua (λ_w)
- Movilidad del Aceite (λ_o)
- Movilidad de la mezcla (λ_{w+o})
- Movilidad del Producto Químico (λ_{PQ})
- Movilidad de la espuma (λ_{PQ+N_2})

Para el proceso experimental se consideró que la movilidad del agua es función de los medios acuosos en los que entrará en contacto:

$$\lambda_w = \lambda_w \left(\mu_w, \mu_{w+PQ}, \underbrace{[\mu_g + \mu_{w+PQ}]}_{\mu_{espuma}} \right)$$

Constantes

Se asumieron como constantes:

- Dimensiones del empacamiento (Longitud (L), Diámetro (D), Área (A))
- Porosidad (\emptyset)
- Permeabilidad (k_a)
- Temperatura (T)
- Presión (P)
- Viscosidad del agua de formación sin producto químico (μ_w)
- Viscosidad del aceite (μ_o)
- Viscosidad de la mezcla ($\mu_w + \mu_o$)

Dependencia de Variables

En la siguiente Tabla 5 se muestra como están relacionadas las variables:

Tabla 5 Relación de Variables dependientes con las variables independientes.

<i>VD</i>	<i>ΔP</i>	$\lambda_w \left(\frac{\kappa}{\mu} \right)$
<i>VI</i>		
q_{iny}	✓	✓
μ_f	✓	✓
C_{PQ}	✓	✓

De la tabla anterior se puede deducir de otra forma que:

$$\Delta P = \Delta P(q_{iny}, \mu_f, C_{PQ})$$

$$\lambda_w = \lambda_w(q_{iny}, \mu_f, C_{PQ})$$

Las dependencias de variables son vistas desde un punto analítico del modelo experimental, anteriormente se habían descrito estas variables con una perspectiva meramente de consideraciones experimentales.

Mecanismos

El primer mecanismo presente es el incremento de viscosidad del agua (μ_w) en presencia del producto químico:

$$\lambda_w = \lambda_w(\mu_w(C_{PQ}))$$

Mientras el segundo mecanismo se da mediante la generación de la espuma, que actúa como agente de bloqueo al existir un decremento en la movilidad del agua:

$$\lambda_w = \lambda_w[\mu_w[PQ + N_2]]$$

Fenómenos

Se considera seccionar el proceso en dos etapas dado que, en cada etapa se presenta un fenómeno distinto que influye directamente en la movilidad del agua:

Primera Etapa

Para esta etapa se considera que el modelo se encuentra en condiciones iniciales. Posteriormente se inicia la inyección de producto químico, para continuar con la inyección de salmuera y observar el comportamiento de la movilidad; las condiciones del modelo en esta etapa, se establecen en el Diagrama 3.

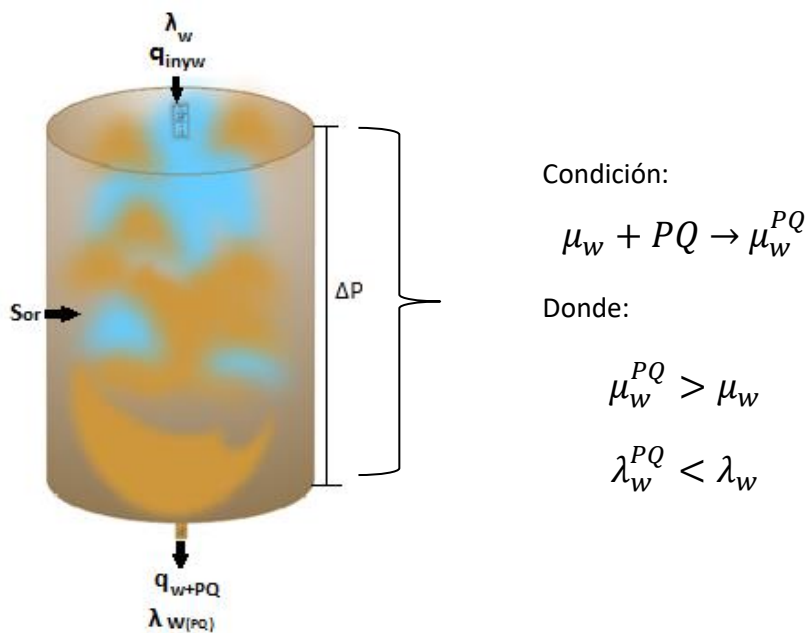


Diagrama 3 Inyección de Salmuera, posterior a la inyección de producto químico

Segunda Etapa

En esta etapa el modelo ya no conserva sus condiciones iniciales, las condiciones en esta etapa se muestran de acuerdo al Diagrama 4, donde la inyección del producto químico y la inyección de nitrógeno entran en contacto, produciendo una espuma. Una vez formada la espuma insitu, se inyectó salmuera.

Durante esta etapa consideramos que la movilidad del agua es función también de la calidad de la espuma formada, de la concentración del producto químico y del tiempo.

$$\lambda_w = \lambda_w [\mu_w [\underbrace{\text{Calidad } (PQ + N_2)}_{\text{espuma}}, C_{PQ}, t]]$$

En cuanto a la calidad como se mencionó en el capítulo II, se hace referencia a la relación entre la resistencia de las lamelas, que a su vez se reflejará en un mayor factor de bloqueo.

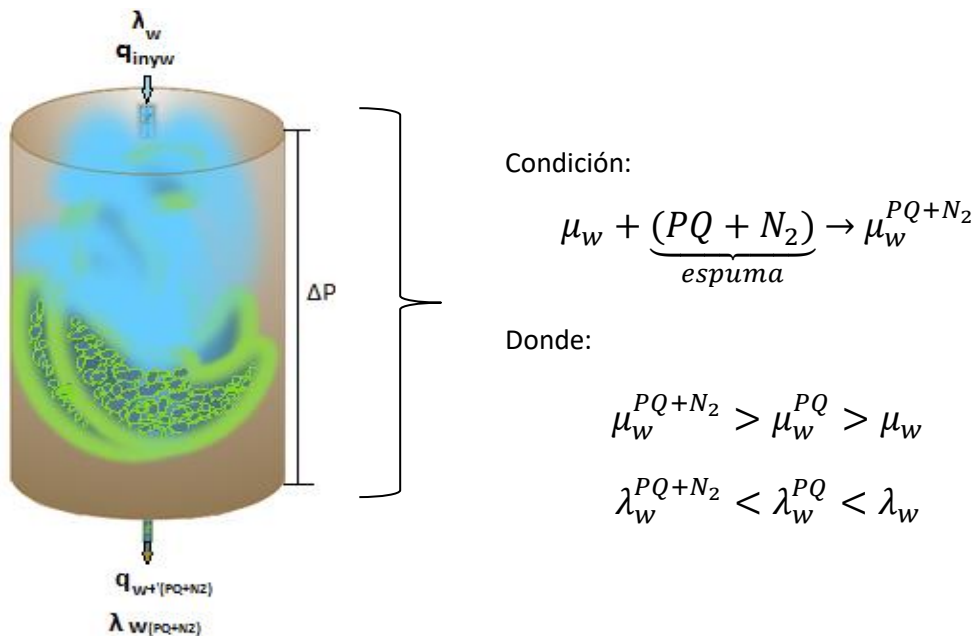


Diagrama 4 Inyección de Salmuera, posterior a la inyección de la espuma

V. DESARROLLO EXPERIMENTAL

Retomando el objetivo de este trabajo, donde se pretende controlar la movilidad del agua, es importante plantear el proceso por el cual se podrá determinar experimentalmente, como un fenómeno a nivel de poros.

Estableciendo así un diseño experimental que permita cuantificar los efectos del producto químico en fase acuosa y como espuma en presencia de los distintos fluidos posteriormente descritos.

La única variable que el proceso experimental permite medir es el diferencial de presión con respecto al tiempo; sin embargo, para poder manejar los datos se realizó un ajuste, donde conociendo los gasto se pueden obtener diferenciales de presión con respecto al volumen de poro inyectado.

$$q = \frac{V}{t} \quad (16)$$

Cabe señalar que dichos procesos, pretenden controlar la movilidad del agua bajo la influencia de un producto químico patentado, sin perder de vista el caso estudio. Por lo que los estudios realizados serán encaminados a la prevención e inhibición de incrustaciones intentando retrasar el flujo de esta.

Descripción Experimental

En el presente trabajo se utilizó una serie de equipos y materiales precisos para poder llevar a cabo cada una de las etapas experimentales.

Materiales

Los equipos, materiales e instalaciones para el proceso experimental, fueron proporcionados por el Instituto Mexicano del Petróleo. A continuación, se describirán las especificaciones técnicas de cada uno de los materiales utilizados y la descripción del equipo empleado:

Equipos

- **3 Válvulas para alta presión, tipo HiP**
- **1 Bomba de desplazamiento continuo Isco**
- **4 Cilindros de Transferencia (2 cilindros de 1lt y 2 de 180ml)**
- **1 Trasdutor de Presión**
- **1 Regulador de Presión Inversa (RPI)**
- **1 Manómetro**
- **1 Cilindro de Gas Nitrógeno**
- **Material de Vidrio (vasos de precipitados y probetas)**
- **Celda de acrílico**
- **Tubing de acero (3 m)**

Con el equipo se ensambló un sistema que al final tiene las características que se describen en el Diagrama 5:

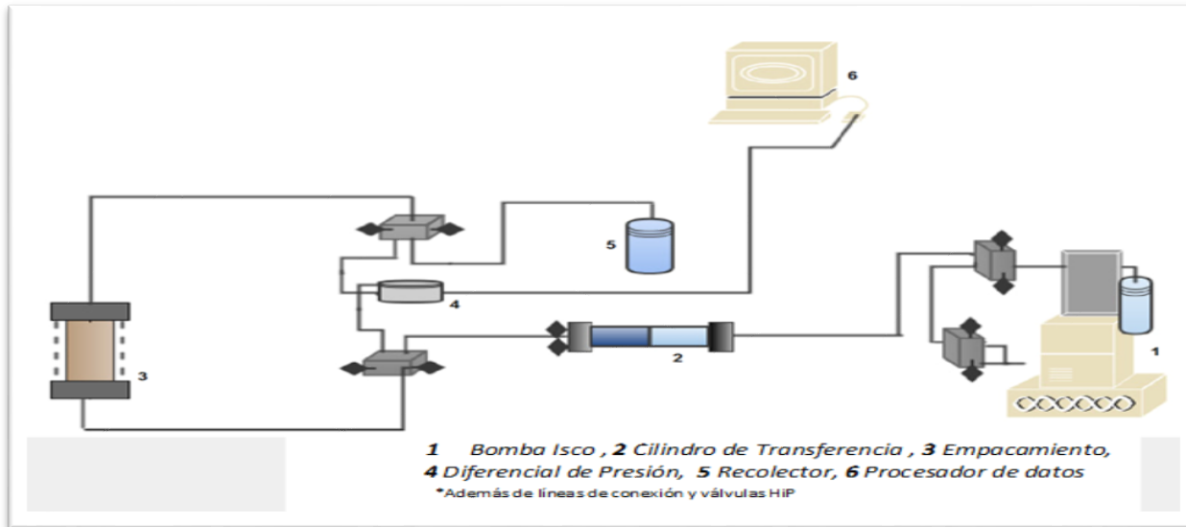


Diagrama 5 Montaje de los equipos

Fluidos

- **Salmuera (<300,000 ppm)**
- **Aceite Muerto del campo A**
- **Producto químico Zwitteriónico**

Características de los fluidos:

Salmuera (>300,000 ppm): Perteneciente al Campo A, con una salinidad mayor a 300,000 ppm y viscosidad de 1.07 cP. A condiciones de laboratorio presenta algunos precipitados que dan al agua una coloración naranja por lo que, antes de su utilización se realizó un filtrado para evitar la presencia de estos, y con ello una posible alteración en los resultados. Posterior a la filtración se empleó una salmuera sin coloración e inodora.

Es necesario conocer la densidad de la salmuera, puesto que es un dato desconocido, para ello se utilizó una metodología que permite cuantificar la densidad. Con ayuda de un picnómetro cuyo volumen (V) es conocido, y para obtener una medición más clara se pesó una serie de veces el picnómetro completamente vacío, posteriormente lleno de salmuera para determinar la masa (m) y con ello determinar la densidad (ρ). Los datos obtenidos se muestran en la Tabla 6.

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (17)$$

Tabla 6 Cálculo Densidad de la Salmuera

Densidad de la Salmuera gr/cm ³	
Vpic= 2.623 [cm ³]	
Salmuera	
Vacío	Lleno
11.4802	14.4497
11.4797	14.4487
11.4788	14.4491
Promedio	
11.4796	14.4492
Densidad= 1.132	

Aceite muerto: Perteneciente al mismo campo de la salmuera, siendo un aceite volátil de alto encogimiento, con alrededor de 42° API y viscosidad estimada a condiciones de laboratorio de 1.122 cP; Figura 28.



Fig. 28 Aceite volátil de 42° API

De igual forma se requirió estimar la densidad, empleando la misma metodología que con la salmuera y auxiliados en la Ecuación 17, donde los datos obtenidos se pueden observar en la siguiente tabla:

Tabla 7 Cálculo de Densidad del Aceite

Densidad del Aceite gr/cm ³	
Vpic= 2.623 [cm ³]	
Aceite	
Vacío	Lleno
11.4816	13.5956
11.4812	13.5964
11.4799	13.5939
Promedio	
11.4809	13.5953
Densidad= 0.806	

De acuerdo a lo anterior, suponemos que cualquier tipo de emulsificación será causada por el producto químico y no por la interacción entre la salmuera y el aceite.

Producto Químico: Surfactante Zwitteriónico de coloración ámbar con una concentración de 31.9%, patentado por el Instituto Mexicano del Petróleo con una viscosidad de 4.1 cP a condiciones de laboratorio y densidad de 0.836 gr/cm³; algunas de las funciones de este producto son:

- ✓ Modificador de mojabilidad
- ✓ Agente espumante
- ✓ Aumenta la viscosidad del agua
- ✓ Reduce la viscosidad del aceite
- ✓ Inhibidor de incrustaciones inorgánicas
- ✓ Tolerancia a altas salinidades
- ✓ Reductor de tensión interfacial
- ✓ Tolerante a altas presiones y temperaturas

El producto químico se utilizó en distintas concentraciones hasta el 15 %, en una solución con salmuera, por lo que de aquí en adelante entenderemos por producto químico a esta solución.

Para determinar el volumen utilizado en dicha solución, sabiendo que necesitábamos al menos 200 ml de la solución, calculamos el volumen (V) requerido de producto químico para lograr la concentración (C) deseada.

$$C_1V_1 = C_2V_2 \quad (18)$$

Sólidos

- **Arena**

Características de la arena:

Arena: Para este experimento se utilizaron dos tipos de arenas de distinto tamaño de grano, una arena de caletilla, la otra arena Ottawa con dos distintos mallados. El mallado consiste en homogeneizar el tamaño de grano de la arena.

Empacamiento

El empacamiento es una simulación de las condiciones de una roca, es decir, de un medio poroso y permeable.

Una vez mallada la arena Tabla 8, se realizó el empacamiento de cada arena por separado para poder caracterizarlos y poder determinar cuál es el adecuado para emplearse.

Tabla 8 Arena con distintos tipos de malla



Fotografía 1 Arena de Caletilla mallado 35-60



Fotografía 2 Arena Ottawa mallado 80-120



Fotografía 3 Arena Ottawa mallado 60-80



Fotografía 4 Empacamiento 1 con arena de Caletilla



Fotografía 5 Empacamiento 2 con arena Ottawa mallado 80-120



Fotografía 6 Empacamiento 3 de arena Ottawa mallado 60-80

Una vez realizado el empacamiento y con los equipos y materiales descritos se montó el siguiente sistema:



Fotografía 7 Sistema

Con el sistema montado y con los fluidos antes descritos, se procedió a caracterizar los distintos empacamientos.

Caracterización

Para caracterizar las propiedades de los empacamientos inicialmente se deben conocer las dimensiones de la celda, las cuales son las mismas para los tres empacamientos.

- $L=12.5$ cm
- $D=4.6$ cm



Fotografía 8 Medidas del empacamiento

La primera parte de la caracterización del empacamiento, consistió en saturarlo con salmuera, con ello se logra que el volumen poroso esté invadido por agua en su totalidad S_w al 100%,

Con lo anterior se estimó la porosidad donde, conociendo el volumen poroso, el volumen de roca (en este caso arena) y el valor de la viscosidad (salmuera); empleados en la Ecuación 1, determinamos el valor de porosidad.

Otro valor importante a calcular fue la permeabilidad absoluta, este cálculo se hizo a partir de la ecuación de Darcy. Para usarla, se midió el diferencial de presión a diferentes gastos de inyección de agua.

En la siguiente tabla se muestran los valores de la caracterización de porosidad y permeabilidad absoluta de los empacamientos:

Tabla 9 Caracterización de los empacamientos

Empacamiento	1	2	3
Parámetro			
V_p (ml)	79.4	102.6	106.2
\emptyset (%)	18.24	74.68	47.78
K (mD)	5.59	4874.39	2520.53

Como se observa en los datos, el empacamiento 1 tiene baja permeabilidad, por lo que al intentar emplear el producto químico los poros se bloquearon tapando el empacamiento.

El empacamiento 2 cuenta con porosidad y permeabilidad muy alta, que son valores poco coherentes para un empacamiento.

Por lo anterior, los siguientes valores y cálculos reportados solo pertenecen al Empacamiento 3.

Para obtener la permeabilidad absoluta se utilizaron los diferenciales de presión promedio obtenidos a distintos gastos durante la inyección de salmuera, donde la condición era un empacamiento con una saturación de agua (S_w) al 100%, como el fluido de saturación es salmuera con viscosidad de 1.07 se consideró dentro de los cálculos.

En la siguiente etapa del procedimiento experimental, se inyectó aceite para lograr condiciones de saturación de agua irreductible (S_{wirr}) y de saturación de aceite inicial (S_{oi}),

el diferencial promedio utilizado es el generado durante la inyección de aceite, al gasto donde existió una estabilización.

En el Gráfico 1 se muestra el comportamiento del diferencial de presión vs el volumen de poro inyectado.

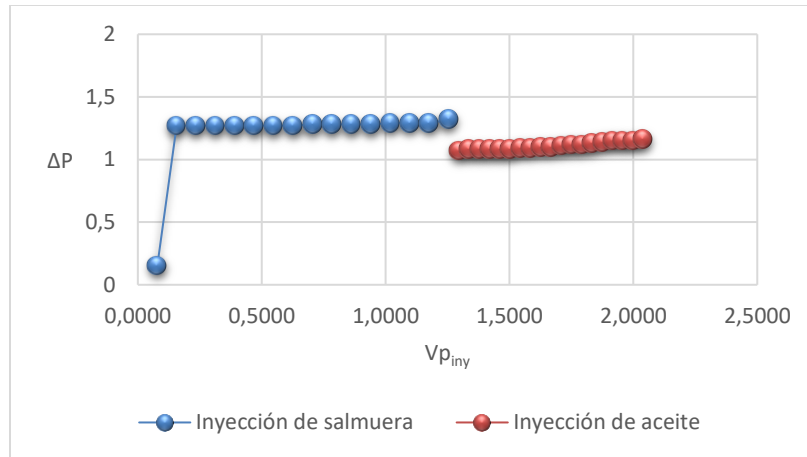


Gráfico 1 Comportamiento del diferencial de presión vs volumen de poro inyectado (ΔP (psi) vs V_{piny} (ml))

De lo anterior se obtienen los valores de permeabilidad absoluta al agua y la efectiva al aceite:

Tabla 10 Cálculo de Permeabilidad Absoluta al agua

Diametro [cm]	Long. [cm]	Área [cm ²]	Vol. de roca [cm ³]	seco [g]	saturado [g]	V_p	Porosidad [%]	Gasto [ml/hr]	Gasto [ml/seg]	D_p [psi]	D_p [atm]	μ [cp]	K [mD]
4.6	12.5	16.6	207.7	1365.7	1471.9	106.2	47.8	1000	0.2778	1.2	0.0816	1.07	2738.55
								750	0.2083	0.97	0.0660	1.07	2540.92
								500	0.1389	0.72	0.0490	1.07	2282.13
													2520.53
Ka Salmuera													

$$k_{aw} = 2520.53 \text{ mD}$$

Tabla 11 Cálculo de la Permeabilidad Efectiva al Aceite @Swirr

Diametro [cm]	Long. [cm]	Área [cm ²]	Vol. de roca [cm ³]	seco [g]	saturado [g]	V_p	Gasto [ml/hr]	Gasto [ml/seg]	D_p [psi]	D_p [atm]	μ [cp]	K [mD]
4.6	12.5	16.619	207.7	1365.7	1471.9	106.2	500	0.1389	1.1094	0.0755	1.122	1553.08
												1553.08
Ke Aceite												

$$k_{eo} = 1553.08 \text{ mD}$$

Diseño Experimental

Para poder determinar la viabilidad de la hipótesis propuesta, fue necesario identificar todas las variables y constantes involucradas; para ello fue indispensable contar con un plan de trabajo, donde se consideraron cada una de las etapas y parámetros a evaluar.

Dado que la movilidad no es una variable cuantificable de forma directa, en este experimento se asume que es proporcional a los diferenciales de presión obtenidos, cuestión que será explicada más adelante.

Derivado de ello y dado que los diferenciales de presión están en función de variables como:

$$\Delta P = \Delta P(q, \kappa_e, \text{tipo de fluido}, T, P, \lambda, \mu, \text{etc.})$$

Se considera que solo los cambios de movilidad y viscosidad, afectarán directamente al diferencial de presión, debido a que son las variables de interés; teniendo:

$$\Delta P = \Delta P(\lambda, \mu)$$

Es importante distinguir las variables y establecer la relación existente entre ellas.

La relación existente entre todas estas variables y constantes, son explicadas en el Capítulo IV.

Sin embargo, es necesario conocer el procedimiento seguido para la realización experimental, donde se establezcan los pasos necesarios para determinar la validez del objetivo propuesto.

Dicho procedimiento es mostrado a continuación:

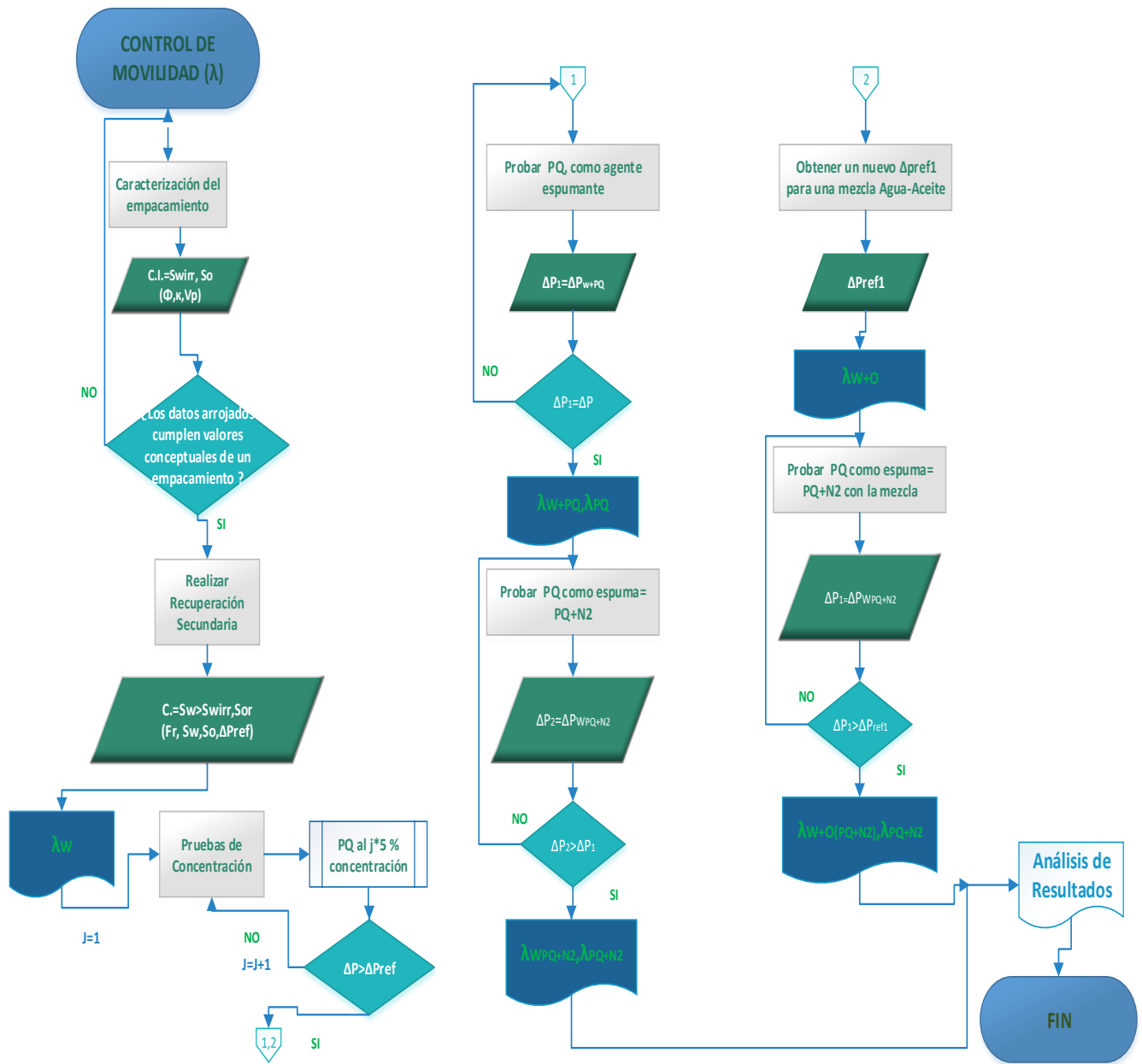


Diagrama 6 Diagrama de flujo para determinar el control de la movilidad del agua y otros fluidos

Metodología de Trabajo

De acuerdo con el Diagrama 6, después de la caracterización del empacamiento se aplicó una recuperación secundaria, inyectando salmuera para lograr que la saturación de agua sea mayor a la saturación de agua irreductible ($S_w > S_{wirr}$) y generar una saturación de aceite remanente (S_{or}), ésto con el fin de representar una condición cercana a la saturación de fluidos en el yacimiento del campo A.

En la etapa de recuperación secundaria se obtuvo el diferencial de presión promedio, que será la referencia ($\overline{\Delta P}_{ref}$) para los siguientes pasos y que fue utilizado posteriormente para calcular la movilidad en esta etapa.

Consecutivamente se realizaron pruebas de determinación de concentración óptima a la cual el producto químico tuvo mayor efecto para fines del objetivo; se inyectó el producto químico seguido de la inyección de salmuera. La concentración del producto químico se limitó a un máximo del 15 %.

Se tomó como referencia el diferencial de presión promedio obtenido en la etapa de recuperación secundaria, para poder comparar los diferenciales de presión obtenidos con cada concentración, de acuerdo a esto, el diferencial del producto debió ser mayor al diferencial obtenido en la recuperación secundaria. Así se pudo concluir cual era la concentración adecuada para cuantificar la movilidad del producto químico (λ_{pq}) y la del agua en presencia de este (λ_{w+PQ}).

A partir de este punto se iniciaron los procesos de implantación del producto químico, tanto en fase acuosa como en fase espuma.

Para la fase de prueba del producto químico a la concentración elegida como agente espumante, se inyectó el producto químico seguido de la salmuera para determinar el diferencial de presión, este debió ser similar al de la inyección en la etapa de determinación de concentración. Para poder determinar la movilidad del producto químico (λ_{pq}) y la del agua en presencia de este (λ_{w+PQ}), se utilizaron los diferenciales obtenidos en esta parte.

Para observar los efectos de la inyección del producto químico se formó una espuma y dado que se trató de una espuma formada insitu, se inyectó un volumen poroso de producto químico, seguido de gas nitrógeno controlado por el gasto de inyección el cual se calculó no desplazará en su totalidad al producto químico, posteriormente se inyectó salmuera.

El diferencial de presión obtenido en esta etapa debió ser mayor al obtenido en la etapa de prueba como agente espumante. Además, con el diferencial obtenido se calculó la movilidad de la espuma (λ_{PQ+N_2}) y la del agua en presencia de la espuma ($\lambda_{W+(PQ+N_2)}$).

Posteriormente se regresó a condiciones de saturación de salmuera remanente, se formó una espuma y se inyectó aceite para observar el comportamiento del aceite en presencia de la espuma, esta etapa se compara con el diferencial obtenido en la etapa de caracterización donde se obtuvo la permeabilidad efectiva al aceite.

Hasta aquí se realizaron pruebas para analizar el comportamiento de la movilidad de la salmuera en presencia tanto de agentes espumantes, como de espumas, que son parte fundamental del objetivo. Donde además se analizó el comportamiento de la movilidad del aceite en presencia de la espuma. Esto con el fin de analizar las dos fases acuosas de forma individual y posteriormente poderlo comparar con la siguiente metodología donde se tienen condiciones de flujo bifásico y con ello estimar la reducción de la movilidad del aceite con la salmuera.

Para concluir el proceso experimental se realizó un proceso con una mezcla salmuera-aceite al 50% ambos fluidos, donde el diferencial de presión de referencia será tomado a partir de la inyección de la mezcla.

Se inyectó producto químico, seguido de nitrógeno para volver a formar una espuma insitu; seguido de la inyección de la mezcla. Se determinó si el diferencial de presión obtenido con la espuma es mayor al diferencial de presión definido como de referencia y se calculó la movilidad de la espuma (λ_{PQ+N_2}) y la de la mezcla en presencia la espuma ($\lambda_{(W+O)+(PQ+N_2)}$).

Adicionalmente se tomó una muestra al azar de 10 ml para observar los niveles de producción de cada fluido.

Cálculo de Movilidad

El cálculo de la movilidad, se efectuó a partir la ecuación de Darcy, para un medio homogéneo e isótropo con flujo laminar:

$$K = \frac{q\mu L}{A\Delta P}$$

Despejando el gasto que es una variable independiente conocida:

$$q = \frac{KA\Delta P}{\mu L}$$

Considerando que el área y longitud son constantes se puede asumir:

$$\frac{A}{L} = cte. = c$$

Además, sabemos que:

$$\lambda = \frac{\kappa_j}{\mu_j}$$

Al sustituir y considerar el diferencial de presión promedio, tendremos:

$$q = \lambda c \Delta P$$

Se puede observar que la movilidad está intrínsecamente ligada tanto al gasto como al diferencial de presión.

Para finalizar al despejar la movilidad como variable de interés y agregando la densidad de cada fluido para tener consistencia de unidades:

$$\lambda = \frac{q}{C\Delta P} \rho \quad (19)$$

Análisis de Unidades

A continuación, se muestra en la Tabla 12 las conversiones utilizadas para llevar a cabo el análisis:

Tabla 12 Conversión de Unidades

Parámetro Medido	Unidades Experimentales	Unidades de Conversión
Gasto [q]	[ml/hr]	$\left(\frac{1[cm^3]}{1[ml]}\right)\left(\frac{1[hr]}{3600[s]}\right) = [cm^3/s]$
$c = cte. = \frac{\text{Área}[A]}{\text{Longitud}[L]}$	[cm]	[cm]
$\overline{\Delta P}$	[Psi]	$\left(\frac{70.307\left[\frac{gr}{cm^2}\right]}{1[psi]}\right) = [gr/cm^2]$
ρ	[gr/cm ³]	[gr/cm ³]
λ	-----	[cm/s]

Para comprobar que efectivamente son unidades consistentes se realiza el siguiente análisis en la Ecuación 19:

$$\lambda \left[\frac{cm}{s}\right] = \left(\frac{q \left[\frac{cm^3}{s}\right]}{C[cm]\overline{\Delta P} \left[\frac{gr}{cm^2}\right]}\right) \left(\rho \left[\frac{gr}{cm^3}\right]\right)$$

De esta forma se calculará la movilidad de los fluidos de interés, a partir de los parámetros como el gasto y el diferencial de presión leídos.

VI. RESULTADOS Y ANÁLISIS

Resultados

Se resume brevemente y se retoma la descripción experimental realizada en el Capítulo V; donde se caracterizó el empacamiento.

De acuerdo al Diagrama 6 posterior a la caracterización de la celda, se continuó con la etapa de recuperación secundaria para establecer algunas condiciones de referencia, de ahí se determinó la concentración óptima a la que se inyectó el producto químico; una vez determinada la concentración óptima de inyección se realizaron pruebas para determinar la afectación de la movilidad en fase acuosa y como espuma. Para finalizar se efectuaron pruebas del efecto de la espuma en una inyección bifásica de una mezcla agua- aceite.

Recuperación Secundaria

Antes de continuar, vale la pena dar síntesis de los datos obtenidos hasta esta etapa, para ello se recopilaron los datos en la Tabla 13.

Tabla 13 Datos iniciales de la prueba

<i>Datos</i>		
$V_p=$	106.2	ml
$\rho_w=$	1.132	gr/cm ³
$\rho_o=$	0.806	gr/cm ³
$\rho_{PQ}=$	0.836	gr/cm ³
$S_w=$	73	%
$S_o=$	27	%
$K_a=$	2520.53	mD
$K_{eo}=$	1553.08	mD
$P_{cte.}=$	14.7	atm
$T_{cte.}=$	25	°C

Al continuar con la etapa de recuperación secundaria donde se tenía una saturación de agua irreductible (S_{irr}) y una saturación de aceite (S_{oi}), se inyectó salmuera para obtener un factor de recuperación y una movilidad de referencia.

Los resultados se muestran a continuación:

La recuperación de aceite obtenida durante esta etapa es mostrada en la Tabla 14 y 15 y en la Figura 2.

Tabla 14 Volumen de aceite producido

V_{piny}	V_o (ml)	V_w (ml)	Fr
0.0000	0.9	0.1	0.9
0.0942	8.4	0.1	9.3
0.1883	10.5	0.1	19.8
0.2825	10.2	0.1	30
0.3766	9.1	0.1	39.1
0.4708	9.5	0.1	48.6
0.5650	3	6.5	51.6
0.6591	0.9	9.5	52.5
0.7533	0.6	9.4	53.1
0.8475	0.4	9.7	53.5
0.9416	0.1	9.9	53.6
1.0358	0.1	9.4	53.7
1.1299	0.1	9.9	53.8
1.2241	0.1	9.9	53.9
1.3183	0.1	9.9	54
1.4124	0.1	9.9	54.1
1.5066	0.5	9.5	54.6
1.6008	0.3	9.7	54.9
1.6949	0.5	9.5	55.4
1.7891	0.1	9.9	55.5
1.8832	0.1	9.9	55.6
1.9774	0.1	9.9	55.7
2.0716	0.1	9.9	55.8
2.0716	0.1	9.9	55.9

$F_r =$	56%
---------	------------

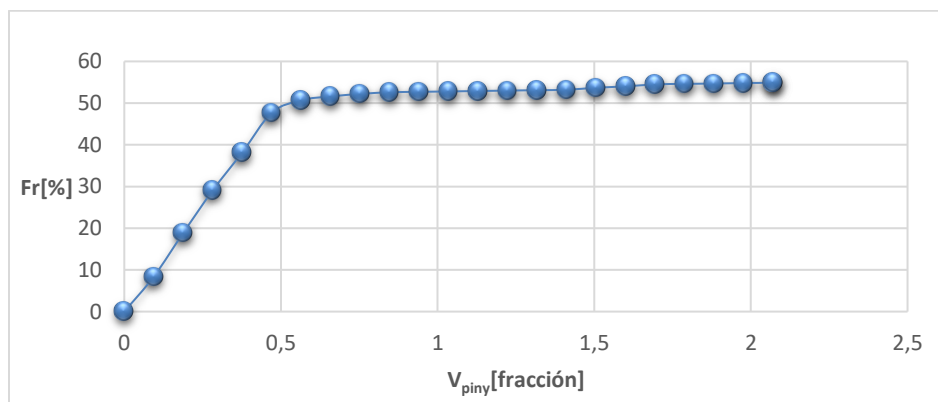
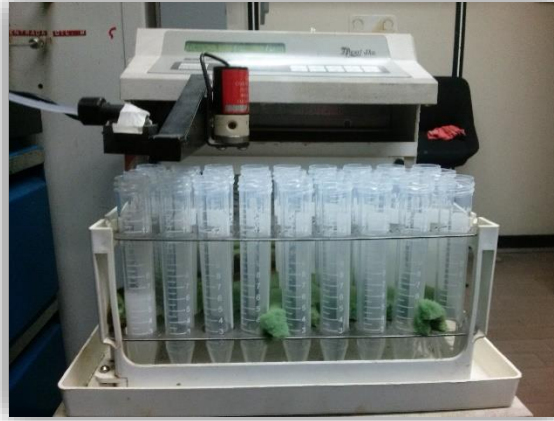


Gráfico 2 Recuperación Secundaria (F_r vs V_{piny})

Estos datos se obtuvieron a partir de la recuperación de aceite al inyectar salmuera, el volumen producido fue recolectado en tubos de 10 ml de volumen, para poder calcular el volumen total de aceite y salmuera obtenida, tal como se muestra en la Fotografía 9.



Fotografía 9 Recolección de volumen de aceite y salmuera durante recuperación secundaria

Una vez que la producción de aceite fue prácticamente cero ($q_o \sim 0$), se continuó con la inyección de agua a diferentes gastos para medir el diferencial de presión para obtener con ello la movilidad del agua Tabla 16, que es la tomada como de referencia.

Tabla 15 Cálculo de la movilidad del agua (referencia)

	λ_w°	
$q=$	0.278	cm ³ /s
$C=$	1.329	cm
$\overline{\Delta P_{ref}}=$	127.243	g/cm ²
$\rho=$	1.132	g/cm ³
$\lambda_w=$	1.859×10^{-03}	cm/s

Las condiciones al finalizar esta etapa son de aceite residual (S_{or}) y de saturación de salmuera ($S_w > S_{wirr}$).

Determinación de Concentración Óptima

En esta etapa el objetivo fue conocer la concentración adecuada de producto químico, para ello se inyectó producto químico a tres concentraciones distintas, 5, 10 y 15%.

La referencia de acuerdo al Diagrama 3 fue el diferencial de presión promedio y la movilidad obtenidas durante la etapa de recuperación secundaria.

Para evaluar cada concentración, se colocó un bache de $0.4 V_p$ del producto a un gasto de 50 ml/hr, posteriormente se inyectó agua a un gasto de 1000 ml/hr y se registró un ΔP que se generó por la presencia del producto químico que intenta bloquear el paso del agua. La eficiencia del producto químico para este bloqueo depende del tiempo y de la disolución, mismo que se puede asociar al diferencial de presión medido en función del volumen de agua inyectado a gasto constante.

Esto se repitió para cada concentración evaluada y los resultados se muestran en el Gráfico 3, donde se observa que el diferencial de presión medido durante la inyección de salmuera, posterior a la puesta del producto químico a las concentraciones de 5 y 10 % es menor al diferencial de referencia, lo que indica que, a esas concentraciones, el producto químico no controla la movilidad del agua. Por lo contrario, el diferencial de presión obtenido por la salmuera cuando el producto químico se colocó a una concentración del 15%, es mayor respecto al considerado como de referencia.

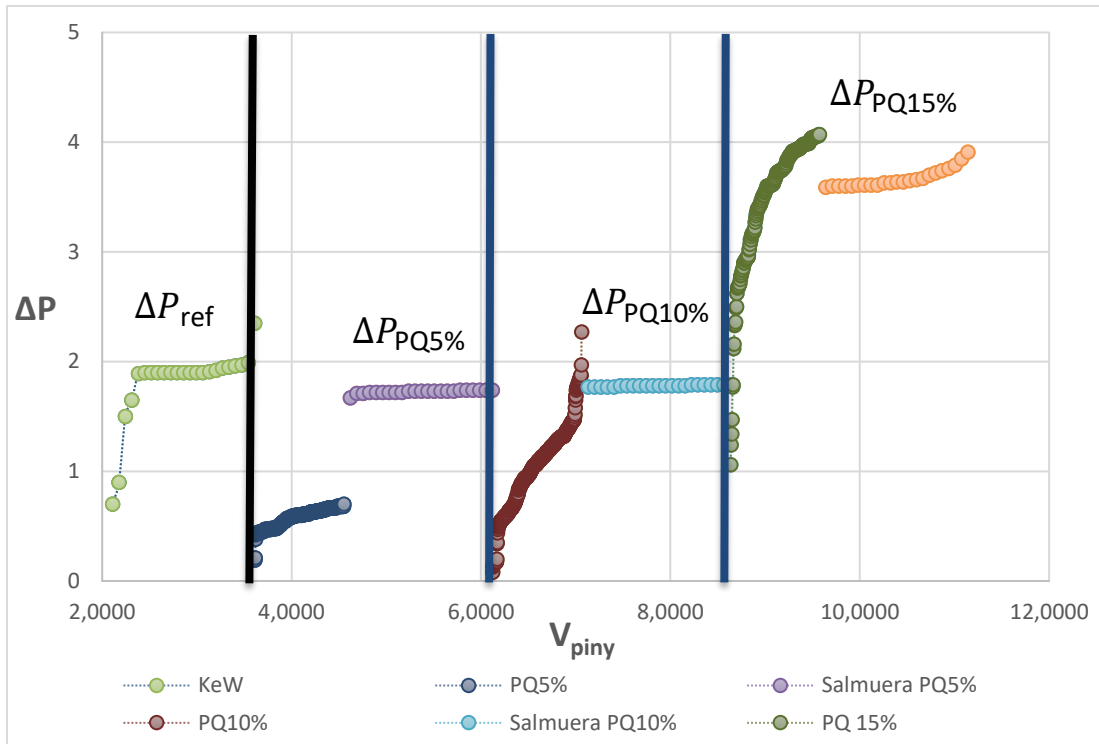


Gráfico 3 Determinación de Concentración Óptima (ΔP (psi) vs V_{piny} (ml))

En las tablas 17, 18 y 19 se presentan los cálculos de la movilidad de la salmuera, respecto a cada concentración de producto químico.

Tabla 16 Cálculo de movilidad del agua después del producto químico al 5% de concentración

	$\lambda_w^{PQ5\%}$	
$q=$	0.278	cm^3/s
$C=$	1.329	cm
$\overline{\Delta P}=$	121.313	g/cm^2
$\rho=$	1.132	g/cm^3
$\lambda_w=$	1.950×10^{-03}	cm/s

Tabla 17 Cálculo de movilidad del agua después del producto químico al 10% de concentración

$\lambda_w^{PQ10\%}$		
$q=$	0.278	cm ³ /s
$C=$	1.329	cm
$\overline{\Delta P}=$	125.195	g/cm ²
$\rho=$	1.132	g/cm ³
$\lambda_w=$	1.889×10^{-03}	cm/s

Tabla 18 Cálculo de movilidad del agua después del producto químico al 15% de concentración

$\lambda_w^{PQ15\%}$		
$q=$	0.278	cm ³ /s
$C=$	1.329	cm
$\overline{\Delta P}=$	258.032	g/cm ²
$\rho=$	1.132	g/cm ³
$\lambda_w=$	9.17×10^{-04}	cm/s

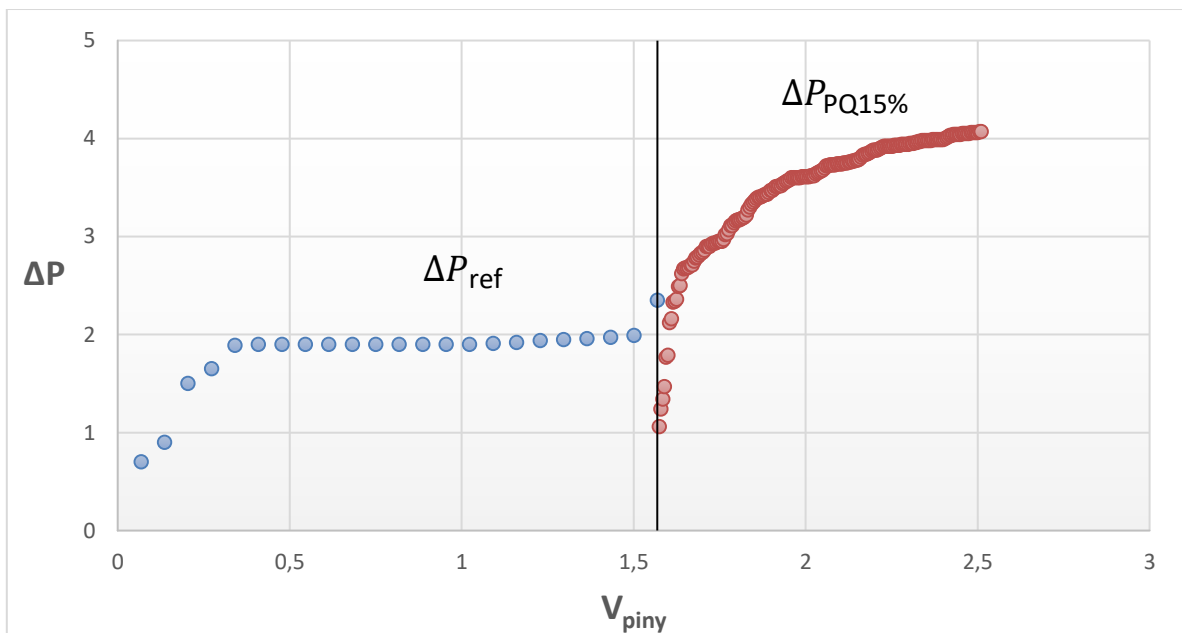


Gráfico 4 Diferencial de presión de la salmuera en presencia del agente espumante al 15% (ΔP (psi) vs V_{piny} (ml))

Definiendo como factor de bloqueo a:

$$FB = \frac{\Delta P_w^{PQ}}{\Delta P_w^\circ}$$

Donde ΔP_w^{PQ} es el diferencial medido en la inyección de agua después de haber colocado el producto químico, y ΔP_w° es el diferencial de presión medido en la inyección de agua sin la barrera del producto químico (que se consideró como referencia). Se pueden presentar los siguientes casos: Si $\Delta P_w^{PQ} < \Delta P_w^\circ$, entonces $FB < 1$, lo que significa que el producto no funciona a esa concentración. En el caso contrario, es decir cuando $\Delta P_w^{PQ} > \Delta P_w^\circ$, entonces $FB > 1$, y significa que el producto químico es capaz de reducir la movilidad del agua. Finalmente, cuando $\Delta P_w^{PQ} = \Delta P_w^\circ$, entonces $FB = 1$.

En base a lo anterior, el único caso favorable ocurrió cuando la concentración del producto químico fue del 15%, donde se puede estimar un $FB = 2$, es decir existe una reducción de movilidad.

Producto químico como agente espumante y espuma

Una vez determinada la concentración óptima, se observaron los efectos al inyectar el producto químico en fase acuosa al 15% y en fase espuma. A este respecto, debe mencionarse que la espuma se formó insitu inyectando N₂ a gasto constante.

En la celda de prueba, posterior a la medición del diferencial de presión del agua en presencia del producto químico en fase acuosa al 15% ($\Delta P_w^{PQ,15\%}$) se inyectó N₂ con la finalidad de generar una espuma, considerando que el producto químico es un buen agente espumante y que se cumple la condición de generación de espuma en términos de la concentración del producto químico (solo se genera espuma cuando la concentración del producto es mayor a la micelar crítica). Esto con la finalidad de medir el beneficio que aporta la espuma en la reducción de la movilidad del agua.

El comportamiento del diferencial de presión en esta etapa se muestra en la Figura 5. Puede apreciarse un sustancial incremento en el diferencial de presión, que ahora se describe como diferencial de presión del agua en presencia del agente químico en fase acuosa y de espuma: $\Delta P_w^{PQ+Espuma}$. La movilidad del agua en este escenario (Tabla 20) es del orden de 8×10^{-5} cm/s, dos órdenes de magnitud menor que la movilidad de referencia.

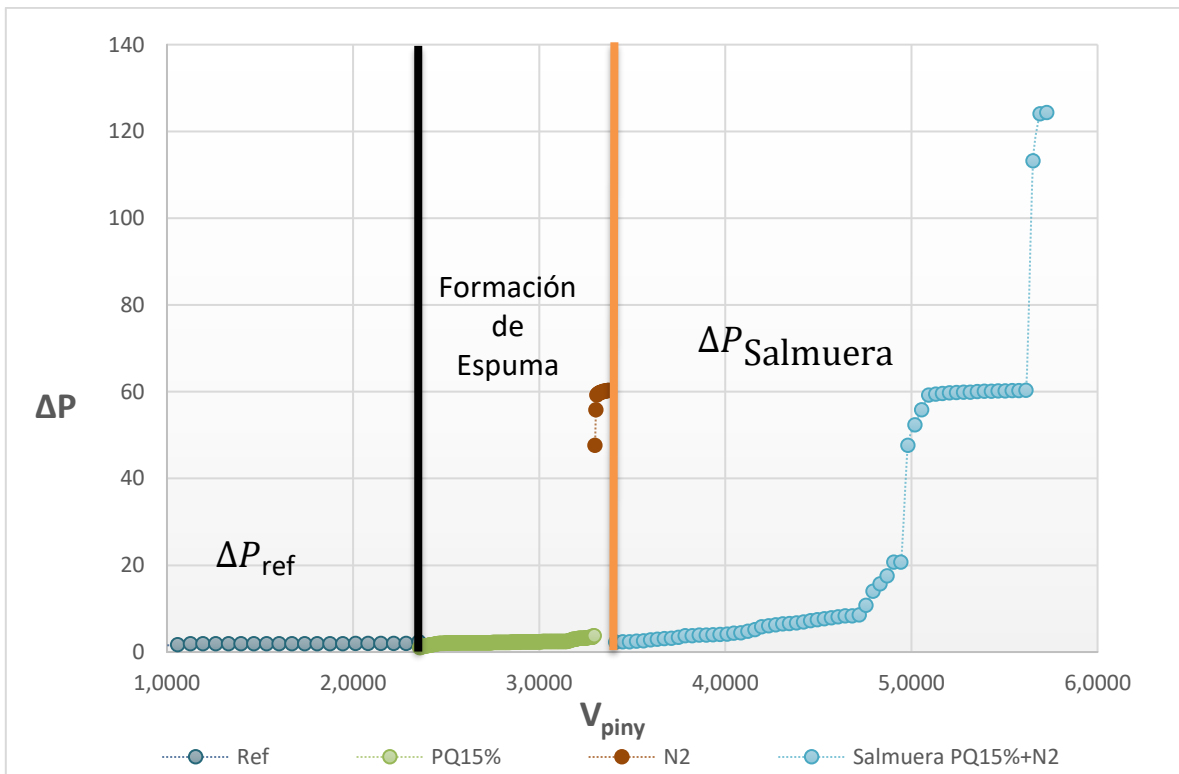


Gráfico 5 Diferencial de presión del agua en presencia de la espuma (ΔP (psi) vs V_{piny} (ml))

Tabla 19 Cálculo de movilidad del agua después de la formación de la espuma

	$\lambda_w^{PQ+N_2}$	
$q=$	0.278	cm ³ /s
$C=$	1.329	cm
$\overline{\Delta P}=$	2893.681	g/cm ²
$\rho=$	1.132	g/cm ³
$\lambda_w=$	8.18×10^{-05}	cm/s

Hasta este punto se observó que el producto químico en fase acuosa al 15% reduce la movilidad del agua en 1 orden de magnitud y esta reducción se duplica cuando se mete un bache de espuma. Sin embargo, el aceite, que hasta ahora se mantiene como fase no móvil, también estará sujeta a reducir su movilidad. Por lo que la pregunta a responder es cuánto se reduce su movilidad en este esquema de bloqueo.

Para responder esta interrogante, posterior a la inyección de agua en la celda, aún con la fase espuma y la fase acuosa del producto químico, se inyectó aceite a un gasto de 500 ml/hr, observando un diferencial de presión presentado en la Figura 6. El cálculo de la movilidad del aceite en este escenario se presenta en la Tabla 22.

La comparación natural es con respecto a la movilidad del aceite en condiciones de S_{wirr} , que fue medida durante la puesta de condiciones iniciales previo a la etapa de recuperación secundaria (movilidad del aceite de referencia Tabla 21). Puede observarse que la movilidad del aceite se reduce en 2 órdenes de magnitud.

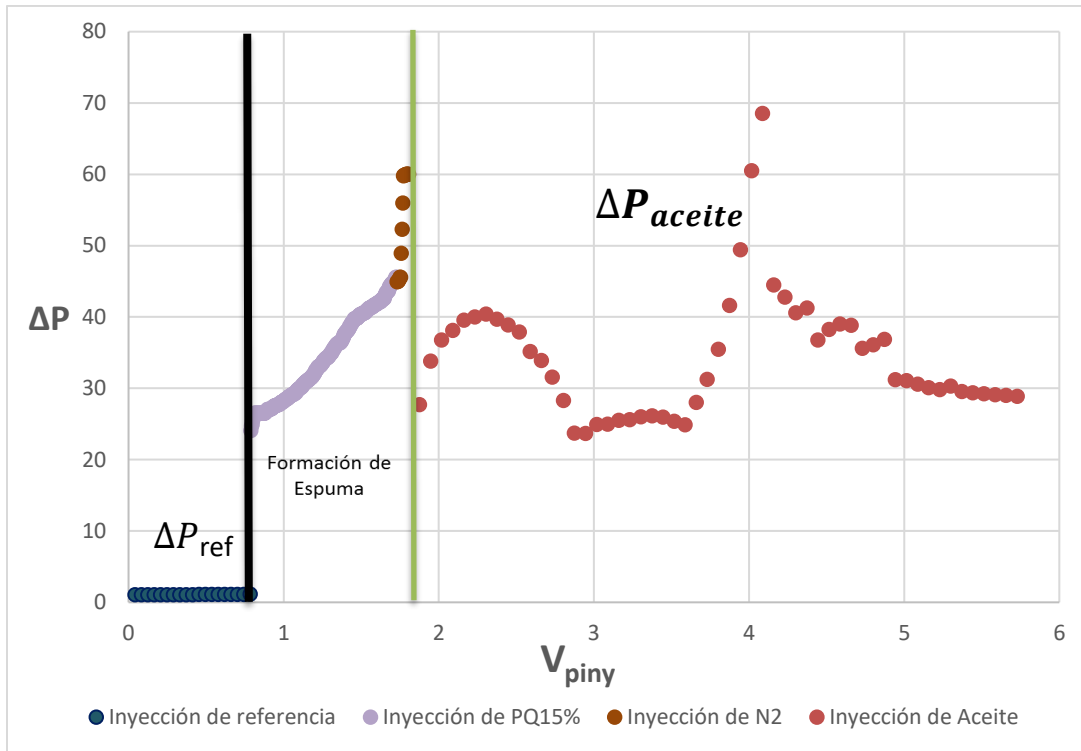


Gráfico 6 Diferencial de presión del aceite en presencia de la espuma (ΔP (psi) vs V_{piny} (ml))

Tabla 20 Cálculo de movilidad del aceite de referencia

	λ_o°	
$q=$	0.1389	cm^3/s
$C=$	1.3295	cm
$\overline{\Delta P}=$	77.996	g/cm^2
$\rho=$	0.8061	g/cm^3
	$\lambda_o=$	1.08×10^{-03} cm/s

Tabla 21 Cálculo de movilidad del aceite después de la formación de la espuma

	$\lambda_o^{PQ+N_2}$	
$q=$	0.139	cm^3/s
$C=$	1.330	cm
$\overline{\Delta P}=$	2407.302	g/cm^2
$\rho=$	0.806	g/cm^3
	$\lambda_o=$	3.50×10^{-05} cm/s

Mezcla en presencia de una espuma

En el caso anterior se evaluó la reducción en movilidad tanto del agua como del aceite como únicas fases fluyentes, sin embargo, otra interrogante interesante a resolver es qué pasa cuando se tiene un corte de agua del 50% (mayor al que produce el problema en el Campo A).

Para dar respuesta a esta pregunta, inicialmente se determinó el diferencial de presión y movilidad de referencia para una mezcla salmuera-aceite, al 50%. Los datos obtenidos se observan en la Tabla 23.

Tabla 22 Cálculo de la movilidad de la mezcla agua- aceite

	λ_{w+o}	
$q=$	0.2778	cm ³ /s
$C=$	1.3295	cm
$\Delta P=$	264.0156	g/cm ²
$\rho=$	0.9690	g/cm ³
	$\lambda_{w+o}=$	7.67×10^{-04} cm/s

Para observar el cambio de movilidad en presencia del producto químico como espuma, se inyectó agua, se implantó el producto químico en fase acuosa, se inyectó N₂ para generar la espuma y después se inyectó una mezcla de agua con aceite en una proporción 1:1 para simular un flujo bifásico con corte de agua del 50% (Gráfico 7). En la Tabla 24 se muestran los datos obtenidos, para esta mezcla en particular, la reducción en la movilidad es de un orden de magnitud

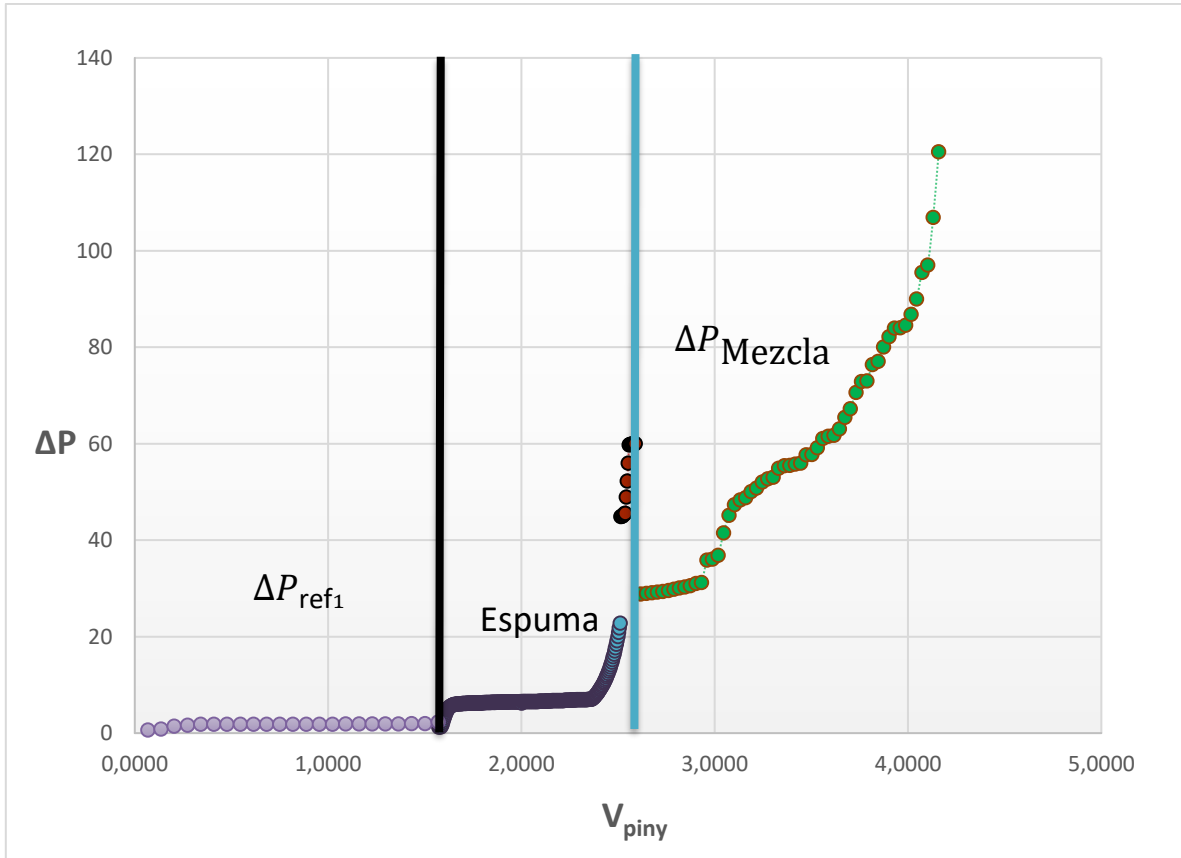


Gráfico 7 Diferenciales de presión de la mezcla w+o en presencia de la espuma (ΔP vs V_{piny})

Tabla 23 Cálculo de movilidad de la mezcla en presencia de la espuma

	$\lambda_{w+o}^{PQ+N_2}$	
$q=$	0.2778	cm^3/s
$C=$	1.3295	cm
$\overline{\Delta P}=$	4055.5559	g/cm^2
$\rho=$	0.9691193	g/cm^3
$\lambda_{w+o}=$	4.99×10^{-05}	cm/s

Para estimar la recuperación de cada uno de los fluidos se tomó una muestra al azar de la que no se cuentan con datos precisos, en un volumen de muestreo de 10 ml (Fotografía 10) donde se estimaba el volumen de cada uno de ellos, tal como se muestra en la Tabla 25.

Tabla 24 Recuperación de fluidos en un volumen total de 10 ml

VOLUMEN RECUPERADO EN 10ml	
ACEITE	5
PQ	1.8
SALMUERA	3.2



Fotografía 10 Volumen de fluidos recuperados

Esto se realizó únicamente para conocer el volumen producido de los fluidos y observar si efectivamente cuando la salmuera y el aceite se encuentran en una mezcla al 50%, la movilidad del agua se ve afectada.

Según lo anterior y de acuerdo a la Tabla 26, se puede decir, que si hay afectación en la movilidad de la salmuera.

A continuación se muestran los resultados obtenidos de forma sintetizada:

Tabla 25 Resumen de los resultados obtenidos.

COMPORTAMIENTO DE LA MOVILIDAD [λ (cm/s)]				
<i>Fase/ Etapa</i>	Agua	Aceite	PQ	Gas
Caracterización	2.780×10^{-03}	1.080×10^{-03}	-	-
Recuperación Secundaria	1.859×10^{-03}		-	-
Determinación de Concentración Optima	5%	1.950×10^{-03}	-	2.154×10^{-04}
	10%	1.889×10^{-03}	-	1.200×10^{-04}
PQ al 15% como Agente Espumante	9.167×10^{-04}	-	3.567×10^{-05}	-
PQ+N2 =Espuma	8.181×10^{-05}	3.498×10^{-05}	5.440×10^{-05}	
Mezcla 50% de W+O en Presencia de la Espuma	4.993×10^{-05}		1.700×10^{-05}	

Consideraciones Económicas

En ésta sección se presentan diferentes escenarios hipotéticos en los que se estima el valor comercial de la aplicación tecnológica para control de movilidad. A pesar de que las pruebas se desarrollaron en condiciones presión y temperatura de laboratorio, donde se piensa que pueden ocurrir los casos de mayor problemática en términos de movilidad de las fases, resulta interesante desarrollar un bosquejo del costo / beneficio de la aplicación.

Caso 1 Estimulación de un área pequeña

El producto químico IMP-AMESUS-3100 es un producto protegido por patentes nacionales e internacionales. En base a un hipotético caso de escalamiento, su costo puede ser del orden de 4 USD/kg. Su presentación comercial es en forma de líquido color ámbar (densidad de 0.836 gr/cm³) y la concentración del activo es del 31.9 %.

A nivel de laboratorio se determinó que el producto químico en fase acuosa y en fase espuma es capaz de disminuir la movilidad del agua hasta en 2 órdenes de magnitud. En términos de volumen fue necesario un bache de 0.4 del VP.

Si suponemos que se pretende utilizar en el campo A donde se cierran pozos constantemente por taponamiento debido a la precipitación de sales inorgánicas, y si partimos de la siguiente información: Área = 40 m², espesor = 35 m y porosidad de 5%, el Vp resultante es de: $VP = \phi hA = 70 \text{ m}^3$.

Si suponemos que se desea aplicar el esquema desarrollado en laboratorio, se tendría que inyectar el equivalente a 0.4 Vp, es decir 28 m³. Dada la densidad del producto, éste volumen corresponde a 23408 kg. El costo del producto oscilaría en 93,632 \$USD del orden de 1.59 \$MMPesos suponiendo una paridad peso-dólar de 17 MXN (Tabla 27). Este costo sería solo del producto químico considerando que la compañía que lo produzca lo transporte hasta el sitio de aplicación y que el área de servicio a pozos del campo utilice las instalaciones y bombas de Pemex para su aplicación.

Tabla 26 Costos del producto AMESUS para la estimulación en campo

Costo del producto		
V_p campo	70	m^3
V_p empleado	$0.4 \times V_p$	
Densidad	0.836	gr/cm^3
Precio _{PQ}	4	US
Precio	17	\$/USD
V_{pq} a emplear	28	m^3
M_{pq}	23408	Kg
Precio _{PQ}	93,632.00	USD

En un caso hipotético de que el campo A mantiene una producción de aceite del orden de 17mbpd, que corresponde a un monto de 850,000 \$USD (considerando el precio del barril de aceite a 50 USD), en un par de semanas de cierre se perdería un ingreso equivalente a 11.9 \$MMUSD (Tabla 28).

Tabla 27 Costos de producción del Campo A al existir cierre de pozos debido a incrustaciones

Costos de Producción del Campo A Mensual		
Activos		
Producción	25,500,000.00	USD
Pasivos		
Cierre de pozos	11,900,000.00	USD
Total	13,600,000.00	USD

Si se considera que los cierres y estimulaciones son recurrentes al menos 2 veces por mes, y que con el sistema de bloqueo que se evaluó en el presente trabajo, se reduce en una por mes, la aplicación del producto se vuelve económicamente atractiva (Tabla 29).

Tabla 28 Costos de producción del Campo A al introducir la tecnología propuesta

Costos de Producción del Campo A		
Mensual		
Activos		
Producción	25,500,000.00	USD
Pasivos		
PQ	93,632.00	USD
Total	25,406,368.00	USD
Ahorro	11,806,368.00	USD

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

De acuerdo a los resultados observados y con base en el trabajo experimental efectuado, se puede concluir lo siguiente:

- El control de la movilidad del agua en un sistema homogéneo e isótropo es posible mediante el uso del producto químico multifuncional IMP-AMESUS-3100 en fase acuosa.
- Las combinaciones de espuma con la solución acuosa del producto químico forman un sistema de bloqueo que es capaz de reducir la movilidad del agua hasta en 2 órdenes de magnitud.
- Se tiene mayor control de la movilidad del agua de formación en presencia de espuma, al compararlo con la movilidad obtenida en presencia del agente espumante (surfactante).
- A pesar de que no se evaluó directamente, el producto químico implantado tiene propiedades inhibitoras de incrustación, por lo que se puede suponer que es capaz de inhibir la formación de sales que precipitan y con ello retrasar el efecto de taponamiento.
- No es posible generalizar el comportamiento obtenido para todo tipo de roca y de compatibilidad con los fluidos, ya que cada yacimiento y pozo son distintos lo que afecta directamente en el control de la movilidad.

Recomendaciones

- Para mejorar este trabajo se recomienda conocer con certeza datos como la densidad del aceite, ya que en este trabajo se utilizó una correlación para poder determinarla.
- Es de suma importancia que antes de cualquier implementación en campo se realicen pruebas a condiciones de yacimiento, tanto de concentración del producto a emplear como de la aceptación de la formación o núcleo perteneciente al campo, de acuerdo a sus propiedades petrofísicas.
- Como se mencionó, se hicieron dos pruebas antes de la aceptada y redactada en el presente trabajo, donde una de ellas sufrió un taponamiento por la baja permeabilidad del empacamiento, la alta viscosidad y concentración del producto químico. Por lo que se recomienda tener en cuenta estos parámetros para el empleo de este producto en campo. Con base en la documentación realizada y a lo observado en la parte experimental se recomienda no utilizar espumas donde la permeabilidad sea baja.
- Se recomienda hacer un diagnóstico completo, con núcleos de diferentes profundidades con el manejo de condiciones de yacimiento y con fluidos nativos de éste, para tener un panorama claro acerca del comportamiento de los fluidos y la roca en presencia de los surfactantes.

BIBLIOGRAFÍA

Adsorción Dinámica de Surfactantes Aplicados a la Recuperación Mejorada de Hidrocarburos / aut. León Adlaí Marín // Tesis de Licenciatura. - México : UNAM, 2013.

Análisis de un Proceso de Recuperación Mejorada Durante la Inyección de Químicos Modificadores de la Mojabilidad a Alta Temperatura. / aut. Torres Pérez Ana Jessica // Tesis de Licenciatura. - México : UNAM, 2015.

Aplicación de Sistemas Surfactantes Espumados como Proceso Químico de Recuperación Mejorada, para Incrementar la Cantidad a Recuperar del Aceite Remanente en la Zona Invasada por Gas de un Yacimiento Naturalmente Fracturado. / aut. Cortés Martínez Oscar // Tesis de Maestría. - México : UNAM, 2013.

Apuntes de Recuperación Secundaria y Mejorada. / aut. Edgar Rivera Chavéz Luis // Tesis de licenciatura. - México : UNAM, 2015.

CO2 Soluble Surfactants for Improved Mobility Control. [Publicación periódica] / aut. Xing Dazun et. al.. - Oklahoma : SPE, 2010. - SPE 129907.

CO2 Soluble Surfactants for Improved Mobility Control. [Journal] / auth. Xing Dazun et. al.. - Oklahoma : SPE, 2010. - SPE 129907.

Combining Conformance Treatment with Mobility control Increases Enhanced Recovery Factor [Journal] / auth. Richard Baker et. al.. - Oklahoma : SPE, 2014. - SPE-169046-MS.

Combining Conformance Treatment with Mobility control Increases Enhanced Recovery Factor [Publicación periódica] / aut. Richard Baker et. al.. - Oklahoma : SPE, 2014. - SPE-169046-MS.

Conceptos Básicos del Comportamiento de Yacimientos [Informe] / aut. Castelán Maria Rufina Islas. - México : UNAM, 2006.

Conformance and mobility Control: Foams vs polymers. [Publicación periódica] / aut. Guoyin Zhang et. al.. - Texas : SPE, 2007. - SPE 105907.

Conformance and mobility Control: Foams vs polymers. [Journal] / auth. Zhang Guoyin et. al.. - Texas : SPE, 2007. - SPE 105907.

Criticidad y solución para el desarrollo y administración del campo Teotleco [Informe] / aut. Martínez Ismael. - Villahermosa : Jornadas Técnicas AIPM, 2012.

Cuadernillo FIRP S122-N: Fenómenos Interfaciales en Dispersiones Polifásicas y en Medios Porosos [Informe] / aut. Salager Jean Louis. - Mérida Venezuela : FIRP, 2002.

- Development and evaluation of foaming agents for high salinity tolerance** [Publicación periódica] / aut. Liu Zhao et. al.. - East China : ELSEVIER, 2011. - 18-23 : Vol. 81.
- Development and evaluation of foaming agents for high salinity tolerance** [Journal] / auth. Liu Zhao et. al.. - East China : ELSEVIER, 2011. - 18-23 : Vol. 81.
- El futuro de la producción de Aceite en México, Recuperación Avanzada y Mejorada IOR- EOR** [Informe] / aut. Rangel Germán Edgar. - [s.l.] : CNH, 2012.
- Enhanced Oil Recovery** [Libro] / aut. Lake Larry W.. - University of Austin Texas : Prentice Hall, 1989.
- Enhanced Oil Recovery Field Case Studies** [Libro] / aut. Sheng James J.. - [s.l.] : ELSEVIER, 2013.
- Estudio Experimental para Determinar la Factibilidad Técnica de Inyectar Surfactantes en Yacimientos Fracturados para la Recuperación del Aceite Remanente en el Casquete** / aut. Almeida García Devora Ingrid // Tesis de Maestría. - México : UNAM, 2008.
- Evaluación de un Proceso Experimental de Inyección de Producto Químico para Incrementar el Factor de Recobro** / aut. Plandiura Mar Samantha Ethel // Tesis de Licenciatura. - México : UNAM, 2013.
- Evaluation of oil tolerant foam for enhanced oil recovery: Laboratory study of a system of oil-tolerant foaming agents** [Journal] / auth. Xianggang Duan et. al.. - Beijing : ELSEVIER, 2014. - 428-438 : Vol. 122.
- Evaluation of oil tolerant foam for enhanced oil recovery: Laboratory study of a system of oil-tolerant foaming agents** [Publicación periódica] / aut. Xianggang Duan et. al.. - Beijing : ELSEVIER, 2014. - 428-438 : Vol. 122.
- Flujo de Espumas en un Sistema Fracturado para el Control de Canalización en un Yacimiento Naturalmente Fracturado.** / aut. Sánchez Burgos Enrique Álvaro // Tesis de Licenciatura. - México : UNAM, 2011.
- Foam Characterization: Bubble Size and Texture Effects** [Informe] / aut. Tuna Eren. - [s.l.] : Middle East Technical University, 2004.
- Foam Mobility and Adsorption in carbonate core.** [Publicación periódica] / aut. Y. Liu et. al.. - Oklahoma : SPE, 2006. - SPE 99756.
- Foam Mobility and Adsorption in carbonate core.** [Journal] / auth. Y. Liu et. al.. - Oklahoma : SPE, 2006. - SPE 99756.
- Foam mobility control for surfactant EOR.** [Journal] / auth. Feng Robert Li et. al.. - Oklahoma : SPE, 2008. - SPE 113910.

Foam mobility control for surfactant EOR. [Publicación periódica] / aut. Robert Feng Li et. al.. - Oklahoma : SPE, 2008. - SPE 113910.

Foam stability in the presence of oil Effect of surfactant concentration and oil type [Publicación periódica] / aut. M. Simjoo et. al.. - Tabriz : ELSEVIER, 2013. - 148-158 : Vol. 438.

Foam stability in the presence of oil Effect of surfactant concentration and oil type [Journal] / auth. M. Simjoo et. al.. - Tabriz : ELSEVIER, 2013. - 148-158 : Vol. 438.

Foam-oil interaction in porous media: Implications for foam assisted enhanced oil recovery [Publicación periódica] / aut. R. Farajzadeh et. al.. - The Netherlands : ELSEVIER, 2012. - 1-13 : Vols. 183-184.

Foam-oil interaction in porous media: Implications for foam assisted enhanced oil recovery [Journal] / auth. R. Farajzadeh et. al.. - The Netherlands : ELSEVIER, 2012. - 1-13 : Vols. 183-184.

Hidraulic Properties of Porous Media [Libro] / aut. Brooks A. T. Corey R. H.. - Colorado : Colorado State University, 1964.

Influence of wettability on foamed gel mobility control performance in unconsolidated porous media. [Publicación periódica] / aut. L. Romero-Zeron et.al.. - [s.l.] : SPE, 2004. - 249.

Influence of wettability on foamed gel mobility control performance in unconsolidated porous media. [Journal] / auth. Romero Zeron L. et.al.. - [s.l.] : SPE, 2004. - 249.

Inyección de Espumas en Proyectos de Recuperación Mejorada; Control de Movilidad del Gas. / aut. Matías Lorenzo Cipriano // Tesis de Licenciatura. - México : UNAM, 2011.

Mobility Control by Polymers Under Bottom-Water Conditions, Experimental Approach. [Journal] / auth. Ezeddin Regina Shirif/ University. - [s.l.] : SPE, 2000. - Vol. SPE 64506.

Mobility Control by Polymers Under Bottom-Water Conditions, Experimental Approach. [Publicación periódica] / aut. Regina Ezeddin Shirif/ University. - [s.l.] : SPE, 2000. - Vol. SPE 64506.

Mobilization of Immobile Water: Connate Water Mobility During Waterfloods in Heterogeneous Reservoirs. [Publicación periódica] / aut. Graue Arne. - [s.l.] : SPE , 2014. - Journal.

Mobilization of Immobile Water: Connate Water Mobility During Waterfloods in Heterogeneous Reservoirs. [Journal] / auth. Graue Arne. - [s.l.] : SPE, 2014. - Journal.

Modern Chemical Enhanced Oil Recovery Theory and Practice [Libro] / aut. Sheng James J.. - [s.l.] : ELSEVIER, 2011.

Notas Capítulo 2: REVISIÓN DE LAS PROPIEDADES DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO [Informe] / aut. Gallardo Ferrera Héctor Erick. - México : [s.n.], 2015.

Novel Insight into Foam Mobility Control. [Publicación periódica] / aut. M. Simjoo et. al.. - [s.l.] : SPE, 2013.

Novel Insight into Foam Mobility Control. [Journal] / auth. M. Simjoo et. al.. - [s.l.] : SPE, 2013.

Recuperación Mejorada de Hidrocarburos Mediante Desplazamiento Miscible con CO2 en Yacimientos Naturalmente Fracturados. / aut. Obed Sánchez Ramírez // Tesis de Licenciatura. - México : UNAM, 2009.

Recuperación mejorada del Petróleo [Publicación periódica] / aut. Salager Jean Louis. - Venezuela : Universidad de los Andes , 2005. - Vol. FIRP S357C.

Recuperación Mejorada Mediante la Implantación de Geles Poliméricos en Procesos de Desplazamiento con Salmuera en Sistemas Porosos Fracturados / aut. Pastrana Villa Alexi // Tesis de Licenciatura. - México : UNAM, 2010.

Recuperación Mejorada por Inyección de Álcali, Surfactante y Polímero (ASP) / aut. Sánchez Medina Eustaquio // Tesis de Maestría. - México : UNAM, 2010.

Reducción de la Saturación de Aceite Remanente en Núcleos de la RMSO Invasados por Agua, Mediante la Inyección de un Surfactante y Nitrógeno. / aut. Santana Noriega Juan Manuel // Tesis de Maestría. - México : UNAM, 2009.

Sustainable Surfactants in Enhanced Oil Recovery [Conferencia] / aut. Monika Santa et. al.. - Malaysia : SPE 145039, 2011.

Uso de Espuma para Control de Movilidad de Gas en Sistema Matriz-Fractura a Condiciones de Yacimiento. / aut. García Acevedo Efraín // Tesis de Licenciatura. - México : UNAM, 2014.

Wettability Literature Survey Part 1,2,3 [Publicación periódica] / aut. Anderson William G.. - [s.l.] : SPE, 1985. - 13932.

Wormlike Micelles for Mobility control in EOR. [Publicación periódica] / aut. Mariyamni Awang et. al.. - Oman : SPE, 2012. - SPE 155059.

Wormlike Micelles for Mobility control in EOR. [Journal] / auth. Mariyamni Awang et. al.. - Oman : SPE, 2012. - SPE 155059.