



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“MODELO FÍSICO DE LA REDUCCIÓN DE
ACEITE REMANENTE POR
DESPLAZAMIENTO CON SURFACTANTES”**

TESIS PROFESIONAL

Para obtener el título de:

INGENIERO PETROLERO

Presentan:

Anel Margarita Olmos Montoya
Angel Carbajal Loredo

Director de Tesis: Dr. Enrique Serrano Saldaña

Cd. Universitaria. México, 2012.





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

RESUMEN

La presente tesis se desarrolló en una línea de investigación en el Instituto Mexicano del Petróleo, dentro de los procesos químicos que involucran la inyección de surfactantes; se hizo una comparación de la eficiencia de desplazamiento en un arreglo de cinco pozos en celdas porosas bidimensionales (Celdas Hele Shaw); el estudio se realizó con una configuración experimental de inyección horizontal y con inclinación haciendo uso de 9 surfactantes de uso comercial lo cual fue el objeto de estudio de este trabajo.

La fotografía digital del desplazamiento de aceite por surfactante en una celda porosa bidimensional, puede proporcionar elementos para la cuantificación de las saturaciones de aceite, surfactante y del contacto aceite-surfactante con el tiempo de inyección; de esta manera se realizaron diferentes pruebas para obtener el Volumen Acumulado de Aceite (Np) tanto en celdas horizontales como en las inclinadas evaluando los productos químicos, adicionalmente los resultados obtenidos se analizaron en términos del número capilar y el flujo fraccional comparándolos con un caso base (inyección de agua).

Para poder llegar a tomar una decisión técnica del método de recuperación mejorada de petróleo y considerarlo como una opción para la aplicación de una prueba piloto en México, se muestra una recopilación de información acerca de la aplicación del método en el mundo, así como los avances de tecnología que se tienen actualmente. En base a los resultados obtenidos del experimento, es posible seleccionar los surfactantes que proveen un mayor factor de recuperación de aceite y considerarlos con potencial aplicación en campo.

Dado que el desplazamiento de fluidos en medios porosos es un proceso sumamente complejo en donde las partículas en movimiento siguen rutas aleatorias a través de los poros, por tal razón es indispensable conocer qué variables intervienen durante el proceso de inyección, analizando qué efectos tienen sobre el desplazamiento de aceite al ser variadas y de esta manera se infiere cuáles son las mejores condiciones para tener una óptima recuperación de aceite por inyección de surfactantes.

A partir de los resultados obtenidos se concluyó que, de los nueve productos químicos evaluados, el que mejores rendimientos tuvo en la recuperación de aceite al final de la inyección en las celdas con un arreglo de inyección en forma horizontal fue el Amphosol LB, mientras que para las celdas con inclinación el que tuvo mejores resultados fue el Esat 2000.

INTRODUCCIÓN

En México la falta de descubrimientos de nuevos campos petroleros, aunado a que el grueso de la producción proviene de campos descubiertos hace más de treinta años, implicó que la producción total de hidrocarburos iniciara su descenso en 2004. Cabe mencionar que cerca de 70% de la producción en 2004 provenía de campos cuya antigüedad superaba los treinta años. Lo anterior significó que para 2009 más del 95% de la producción nacional proviniera de campos que a la fecha se encuentran en declinación.

Este hecho demuestra la importancia que debe tener dentro de la estrategia de exploración y producción la óptima administración de los campos maduros (es decir, aquéllos que ya iniciaron o están por iniciar su declinación). A este respecto, se hace notar que a la fecha únicamente existen 16 campos con algún sistema de recuperación secundaria o mejorada.

Se sabe que los precios de petróleo permanecieron bajos hasta mediados de 1980; recientemente se ha incentivado la investigación acerca de los métodos de recuperación mejorada de petróleo particularmente en el proceso de inyección con surfactantes, dado que en recientes investigaciones su rango de aplicación se ha ido extendiendo, se requiere un conocimiento apropiado para revisar y comprender los prospectos que se tienen para surfactantes. Este hecho señala oportunidad sin precedentes para los investigadores y fabricantes de surfactantes: sólo alrededor del 30% del petróleo y el gas disponible ha sido extraído de la mayoría de los pozos existentes; eso deja a la recuperación mejorada de petróleo químicamente (**CEOR**) en la lista corta de los métodos disponibles para aumentar la producción de petróleo en las fases secundaria y terciaria de la recuperación de petróleo

La decisión sobre qué surfactante utilizar depende de factores como la temperatura del yacimiento, la presión, la profundidad, la salinidad y la permeabilidad. Cada campo petrolífero es diferente y tiene que ser caracterizado antes de que el surfactante más eficaz pueda ser modelado y producido. El advenimiento de alto rendimiento en la experimentación ha permitido a los investigadores que los surfactantes de alta pureza y especificidad se puedan obtener a un costo relativamente bajo; con moléculas nuevas y más eficientes se puede lograr un mayor sentido económico que antes, CEOR es claramente lento pero seguro que altere la industria de los surfactantes.

El documento que se presenta tiene la siguiente estructura.

Capítulo 1. **Visión actual de la Industria.** Se hace énfasis en la problemática actual que enfrenta la industria nacional con respecto a la producción de hidrocarburos debido a la inminente declinación de los campos en México y se presentan cuales son los retos a asumir en el mediano y largo plazo con el fin de incrementar la plataforma de producción a 3.3 millones de barriles para el año 2025; para ello es necesario la implementación de programas de recuperación secundaria y mejorada mediante el uso de surfactantes como un prometedor método para la recuperación de aceite remanente.

Capítulo 2. **Fundamentos Teóricos.** En este capítulo se enmarcan los mecanismos de desplazamiento de aceite, la clasificación general de los surfactantes en procesos de recuperación

mejorada de petróleo, así como los efectos que tienen en la recuperación de aceite remanente cuando parámetros como la temperatura, salinidad, pH, carga interfacial de la roca los afectan.

Capítulo 3. **Diseño Experimental.** En esta parte se muestra la descripción de todo el proceso experimental de inyección de los surfactantes en celdas porosas bidimensionales (Hele-Shaw), con dos diseños experimentales de inyección uno horizontal y otro con inclinación.

Capítulo 4. **Análisis y Resultados.** Se analizaron los resultados obtenidos durante los experimentos con ayuda de graficas y se determinaron tendencias en la eficiencia de desplazamiento para comparar al final de la inyección que surfactante obtuvo un mayor volumen de aceite recuperado; con los datos obtenidos en el procesamiento de imágenes se obtuvieron curvas de flujo fraccional donde se vario la viscosidad y el ángulo de inclinación de las celdas con el fin de observar sus efectos en la recuperación de aceite remanente; finalmente con estos parámetros se determino que surfactantes tuvieron un mayor factor de recuperación tanto para el diseño de inyección horizontal como el de inclinación.

Conclusiones y Recomendaciones. Finalmente, se presentan las conclusiones obtenidas en base al análisis de resultados así como algunas recomendaciones para que continúe el estudio de los surfactantes utilizados así como para que se sigan efectuando pruebas con surfactantes de nueva generación.

ÍNDICE

RESUMEN -----	I
INTRODUCCIÓN -----	II
ÍNDICE -----	IV
LISTA DE FIGURAS -----	VII
LISTA DE TABLAS -----	VIII

CAPÍTULO I. VISIÓN ACTUAL DE LA INDUSTRIA

I.1. INTRODUCCIÓN -----	1
I.2. TASA DE RESTITUCIÓN DE RESERVAS -----	2
I.3. CAMPOS MADUROS -----	4
I.3.1. Declinación de Campos Según Tamaño y Fase de Declinación -----	6
I.3.2. Producción de Crudo a Nivel Nacional -----	6
I.3.3. El Reto de la Industria Nacional -----	7
I.4. DESCUBRIMIENTOS -----	8
I.4.1. Descubrimientos Marinos -----	9
I.4.2. Descubrimientos Terrestres -----	9
I.5. RECUPERACIÓN MEJORADA -----	10
I.5.1. Objetivo de los Procesos de Recuperación Mejorada -----	12
I.5.2. Clasificación de los Procesos (EOR) -----	12
I.6. SURFACTANTES -----	14
I.6.1. Inyección de Surfactante-Polímero (SP) -----	15
I.6.2. Inyección de Álcali-Surfactante-Polímero (ASP) -----	16
I.6.3. Parámetros que se Deben Cumplir para la Aplicación de la Tecnología -----	18
I.7. ESTADO DEL ARTE EN PROCESOS DE INYECCIÓN CON AGENTES QUÍMICOS EN PRUEBAS ESPERIMENTALES -----	19
I.8. VISIÓN ACTUAL DE LA INDUSTRIA EN PRODUCTOS QUÍMICOS EN EOR -----	22
I.8.1. Objetivo Desde el Punto de Vista Económico en las Formulaciones con Surfactantes -----	23
I.8.2. Primera Ola de Investigación -----	23
I.8.3. Otro Nuevo Trabajo -----	23
I.8.3.1. Surfactantes Inteligentes o Visco-elásticos (SV) -----	24

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

II.1. CLASIFICACIÓN DE LOS SURFACTANTES -----	26
II.2. CLASIFICACIÓN DE SURFACTANTES EN PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA -----	27
II.2.1. Sulfonatos de Petróleo -----	27
II.2.2. Sulfonatos Sintéticos -----	28
II.2.3. Sulfonatos Etoxilatos -----	28
II.3. CONCENTRACIÓN MICELAR CRITICA (CMC) -----	29
II.4. EFECTO DE LOS SURFACTANTES -----	30
II.4.1. Efecto del Tipo de Surfactante y pH en la Adsorción sobre Superficies de la Roca	30
II.4.2. Efecto del pH en la CMC -----	31
II.4.3. Efecto de la Temperatura en la CMC -----	31
II.4.4. Efecto de los Surfactantes sobre la Concentración de Cationes Divalentes -----	32
II.5. MANTENIMIENTO DE LA FORMULACIÓN ÓPTIMA -----	32
II.5.1. Salinidad Óptima -----	32
II.6. MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE ACEITE POR INYECCIÓN DE SURFACTANTES ----	34
II.6.1. Fuerzas Capilares y Número Capilar -----	34
II.6.2. Mojabilidad -----	36
II.7. FUNDAMENTOS TEÓRICOS -----	37
II.7.1. Modelo Físico -----	37
II.7.2. Celda Hele-Shaw -----	38
II.8. DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS INMISCIBLES -----	39
II.9. TEORÍA DE DESPLAZAMIENTO O BUCKLEY & LEVERETT -----	42
II.9.1. Ecuación de Flujo Fraccional -----	42
II.9.2. Ecuación de Avance Frontal -----	43
II.10. DIGITACIÓN VISCOSA -----	44
II.11. RAZÓN DE MOVILIDADES -----	44
II.12. EFICIENCIA DE BARRIDO -----	46
II.12.1. Eficiencia de Barrido Areal, EA -----	46
II.12.2. Eficiencia de Barrido Vertical, E_v -----	47
II.12.3. Eficiencia de Barrido Volumétrico, E_V -----	47

CAPÍTULO III. DISEÑO EXPERIMENTAL

III.1. HIPÓTESIS -----	48
------------------------	----



III.2. DISEÑO EXPERIMENTAL -----	49
III.2.1. Equipo Utilizado -----	49
III.2.2. Fluidos Utilizados -----	50
III.3. EXPERIMENTO -----	51
III.4. PROCEDIMIENTO-----	52
III.4.1. Preparación de la Celda -----	52
III.4.2. Preparación de Fluidos -----	53
III.4.3. Preparación del Sistema -----	54
III.5. OBTENCIÓN DE DATOS EXPERIMENTALES -----	54
III.5.1. Obtención de Imágenes -----	54
III.5.2. Procesamiento de Imágenes -----	55
III.5.3. Análisis de Imágenes -----	57
CAPÍTULO IV. ANÁLISIS Y RESULTADOS	
IV.1. RECUPERACIÓN DE ACEITE (DISEÑO HORIZONTAL) -----	60
IV.1.1. Flujo Fraccional (Diseño Horizontal) -----	64
IV.2. RECUPERACIÓN DE ACEITE (DISEÑO CON UN ÁNGULO DE 30°) -----	66
IV.2.1. Flujo Fraccional (Diseño con un Ángulo de 30° de Inclinación) -----	70
IV.3. NÚMERO CAPILAR -----	72
CONCLUSIONES -----	74
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS -----	76
APÉNDICE A. DEDUCCIÓN DE LA ECUACIÓN DE FLUJO FRACCIONAL -----	79
APÉNDICE B. DEDUCCIÓN DE LA ECUACIÓN DE AVANCE FRONTAL -----	82
APÉNDICE C. CLASIFICACIÓN DE LOS MÉTODOS EOR -----	84

LISTA DE FIGURAS

Figura I.1. Incorporación de Reservas 2P y Producción Nacional	1
Figura I.2. Evolución Histórica de Reservas 3P	2
Figura I.3. Evolución de Reservas 1P Y 2P	2
Figura I.4. Tasa de Restitución por Nuevos Descubrimientos e Integral de Reservas 1P	3
Figura I.5 Producción Anual Total Según Estatus de los Campos	4
Figura I.6. Producción de Crudo 2011	6
Figura I.7 Campos en Producción	7
Figura I.8 Etapas en la Vida de un Yacimiento	10
Figura I.9. Clasificación de los métodos EOR	11
Figura I.10. Molécula de Surfactante	13
Figura I.11. Adsorción de Surfactante en un Interfaz Superficial	13
Figura I.12. Proceso de Recuperación Mejorada Mediante la Inyección (SP)	15
Figura 1.13. Proceso de recuperación mejorada mediante la inyección (ASP)	16
Figura I.14. Molécula de Surfactante Viscoelástico	25
Figura II.1. Cambios en la Concentración de Surfactante de Varias Propiedades	29
Figura II.2. Mecanismo Molecular del Efecto de la Concentración de Sal	33
Figura II.3. Correlación Entre Número Capilar y la Saturación de Aceite Residual	35
Figura II.4. Diagrama de la Mojabilidad y el Ángulo de Contacto	36
Figura II.5. Configuración de un Patrón de 5 Pozos	39
Figura II.6. Configuración Rectangular de una Celda Hele-Shaw	39
Figura II.7. Tipos de Desplazamiento	40
Figura II.8. Mecanismos de Desplazamiento	41
Figura II.9. Medio Poroso Homogéneo	43
Figura II.10. Formación de Digitaciones Viscosas	44
Figura II.11. Área horizontal Barrida a Diferentes Tiempos para un Arreglo de 5 Pozos	46
Figura II.12. Eficiencia de Barrido vertical	47
Figura II.13. Combinación de las Eficiencias Areal y Vertical	47
Figura III.1. Configuración del Experimento	50
Figura III.2. Configuración del Sistema con un Ángulo de 30° de Inclinación	53
Figura III.3. Software "Pinnacle Studio 14.0"	55
Figura III.4. Software "Corel Photo-Paint 5.0"	55
Figura III.5 Imagen original transformada a escala de grises	56
Figura III.6. Imagen Binaria	56
Figura III.7. Imagen en Contornos	57
Figura III.8. Secuencia de Imágenes, Esat 2100, Diseño Horizontal	58
Figura III.9. Secuencia de Imágenes, Amphosol-CL, Diseño con un Ángulo de 30°	59
Figura IV.1. Grafica de la Recuperación de Aceite de los Surfactantes Anfótericos	60
Figura IV.2. Grafica de Contornos, Surfactante Anfótericos	61
Figura IV.3. Grafica de Recuperación de Aceite de los Surfactante Aniónicos	61
Figura IV.4. Grafica de Contornos, Surfactantes Aniónicos	62
Figura IV.5. Grafica de la recuperación de aceite de los Surfactantes supramoleculares	62
Figura IV.6. Grafica de contornos, Surfactantes Supramoleculares	63
Figura IV.7. Grafica para la Comparación de los Surfactantes y Agua	63
Figura IV.8. Grafica de Flujo Fraccional (Amphosol-LB)	65
Figura IV.9. Grafica de la Recuperación de Aceite de los Surfactantes Anfótericos	66
Figura IV.10. Grafica de Contornos (Surfactantes Supramoleculares)	67
Figura IV.11. Recuperación de Aceite de los Surfactantes Supramoleculares	67
Figura IV.12. Grafica de Contornos, (Surfactantes Supramoleculares)	68
Figura IV.13. Grafica de Recuperación de Aceite de los Surfactantes Aniónicos	69
Figura IV.14. Grafica de Contornos, (Surfactantes Aniónicos)	69

Figura IV.15. Grafica de Comparación entre el Agua y Surfactantes	70
Figura IV.16. Grafica de Flujo Fraccional del Esat-2000	72
Figura IV.17. Grafica del Número Capilar	73

LISTA DE TABLAS

Tabla I.1. Campos Según Estatus	4
Tabla I.2. Campos con Sistema de Recuperación Secundaria y/o Mejorada	5
Tabla I.3. Tasa de Declinación de Campos Según Tamaño y Fase de Declinación	5
Tabla I.4. Clasificación de los Métodos EOR y Criterios de Selección	12
Tabla I.5. Aplicaciones Experimentales con Métodos Químicos	18
Tabla III.1. Surfactantes Utilizados en la Parte Experimental	51
Tabla III.2. Variación Experimental	52
Tabla IV.1. Volumen y Factor de Recuperación de aceite	64
Tabla IV.2. Datos de Permeabilidad Relativa Y flujo Fraccional	65
Tabla IV.3. Volumen y Factor de Recuperación del Aceite	70
Tabla IV.4. Flujo Fraccional de Esat-2000	71
Tabla IV.5. Resultados de Flujo Fraccional del Esat-2000	71
Tabla IV.6. Número Capilar	72

VISIÓN ACTUAL DE LA INDUSTRIA¹

I.1. Introducción.

En los últimos 50 años se han descubierto reservas 2P por más de 60 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce) en el país; sin embargo, más del 70% del total de dichas reservas fueron descubiertas hace más de 30 años. De 1980 a la fecha, la incorporación de reservas se ha mantenido por debajo del nivel de producción, como se muestra en la **Figura I.1**.



Figura I.1. Incorporación de Reservas 2P y Producción Nacional* (MMbpce).

* De acuerdo con la CNH la clasificación por campo según tamaño toma en consideración las reservas 2P originales y las agrupa de la siguiente manera: 1. Pequeños: De 0 a 80 (mmbpce), 2. Medianos: De 80 a 250 (mmbpce), 3. Grandes: De 250 a 1,500 (mmbpce), 4. Gigantes: De 1,500 a 5,000 (mmbpce) y, finalmente 5. Súper gigante: Mayor a 5,000(mmbpce).

Los descubrimientos en la década de los setenta y principios de los ochenta del campo súper gigante Akal y los campos gigantes Ku, Maloob, Zaap, Jujo-Teco y Abkatún permitieron, hasta el año 2004, mantener una tendencia creciente en la plataforma de producción. No obstante, durante este tiempo se descuidó la exploración de nuevos yacimientos; consecuentemente en la **Figura I.2** se puede notar que las reservas 3P del país han venido en descenso desde 1981.

¹ Las referencias bibliográficas se muestran al final del documento.

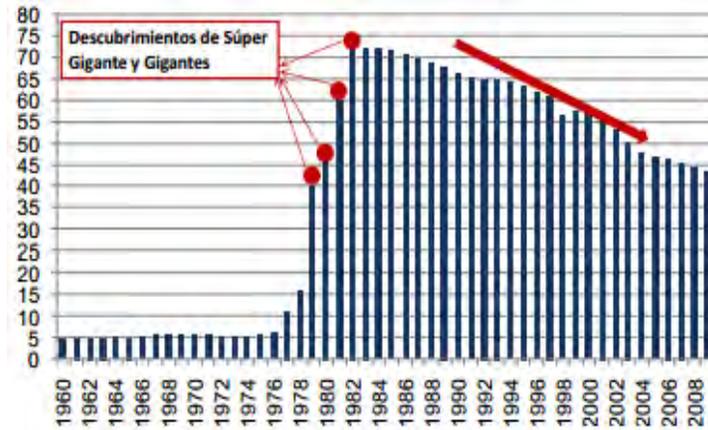


Figura I.2. Evolución Histórica de Reservas 3P (MMMbpce).

En lo que respecta a reservas 1P y 2P, su reducción ha sido aún más significativa, principalmente en los últimos 10 años como se muestra en la **Figura I.3**.

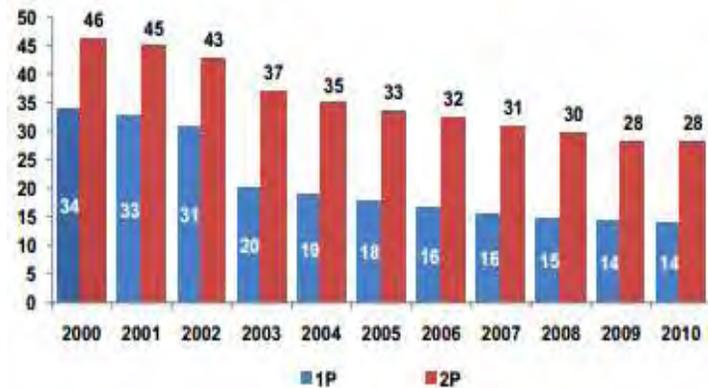


Figura I.3. Evolución de Reservas 1P Y 2P (MMMbpce).

I.2. Tasa de Restitución de Reservas.

La reducción en las reservas probadas muestra que la extracción de hidrocarburos ha sido superior a la restitución de reservas. A efectos de poder analizar la evolución de la restitución de reservas es importante reconocer sus dos componentes fundamentales: primero, las reservas adicionales por el descubrimiento de nuevos yacimientos, y segundo, las reservas adicionales producto de la reclasificación de reservas de yacimientos ya descubiertos.

En este sentido, y con el fin de facilitar el análisis de las reservas, se han establecido dos indicadores de restitución de reservas.

Tasa de restitución por descubrimientos: Es la tasa de restitución de reservas que considera únicamente el descubrimiento de nuevos yacimientos. Este es un indicador del éxito en la actividad exploratoria.

$$TR_{\text{Descubrimientos}} = \frac{\text{Incorporación}}{\text{Producción}} \times 100$$

Tasa de restitución integral: Es la tasa de restitución de reservas que además de considerar el descubrimiento de nuevos yacimientos, considera las reservas que resultan por reclasificar recursos ya descubiertos.

$$TR_{\text{Integral}} = \frac{\text{Incorporación} \pm \text{Declinación} \pm \text{Desarrollo} \pm \text{Revisiones}}{\text{Producción}} \times 100$$

En la **Figura I.4**, se muestra que en los últimos 6 años la tasa de restitución por descubrimientos se ubicó en tan sólo 12% en promedio. Si incorporamos la reclasificación de reservas, la tasa de restitución integral promedio de los últimos 6 años se ubicó en 46%, muy por debajo del 100% que se requiere para hacer sostenible una plataforma de producción.

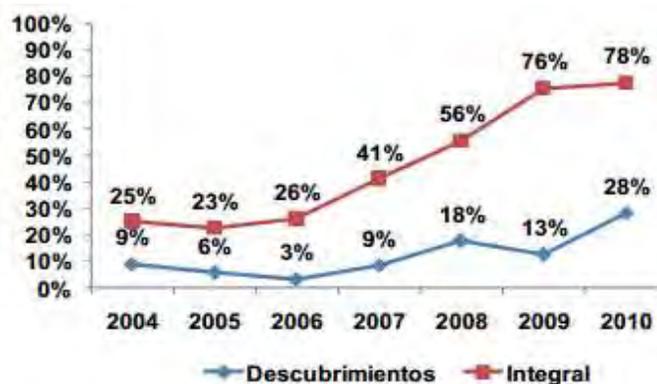


Figura I.4 Tasa de Restitución por Nuevos Descubrimientos e Integral de Reservas 1P (porcentaje).

I.3. Campos Maduros.

La falta de descubrimientos de nuevos campos petroleros, aunado a que el grueso de la producción proviene de campos descubiertos hace más de treinta años, implicó que la producción total de hidrocarburos iniciara su descenso en 2004. Cabe mencionar que cerca de 70% de la producción en 2004 provenía de campos cuya antigüedad superaba los treinta años.

En la **Tabla I.1**, se muestra que la mayoría de los campos productores de aceite y gas asociado se encuentran actualmente en etapa de declinación. De los 223 campos con reservas y producción de aceite y gas asociado, 177 se encuentran en plateau o declinación, lo que significa que no incrementarán su producción en los próximos años.

Cabe apuntar que de los 46 campos en desarrollo, 27 corresponden al Proyecto Aceite Terciario del Golfo (PATG).

Tabla I.1 Campos Según Estatus.**

Tamaño	Declinación	Plateau	Desarrollo	Total
Súper Gigante	1	0	0	1
Gigante	5	2	0	7
Grande	44	8	3	55
Mediano	32	7	7	46
Pequeño	62	16	36	114
Total	144	33	46	223

**Con base en la definición de la Agencia Internacional de Energía (AIE), si la producción se ubica entre el máximo producido y el 85% de dicho máximo, se define que el campo se encuentra en plateau. Si la producción es menor al 85% el campo se define en declinación. Ambas definiciones fueron tomadas de la Agencia Internacional de Energía.

Lo anterior significó que para 2009 más del 95% de la producción nacional proviniera de campos que a la fecha se encuentran en declinación o en plateau ver **Figura I.5**.

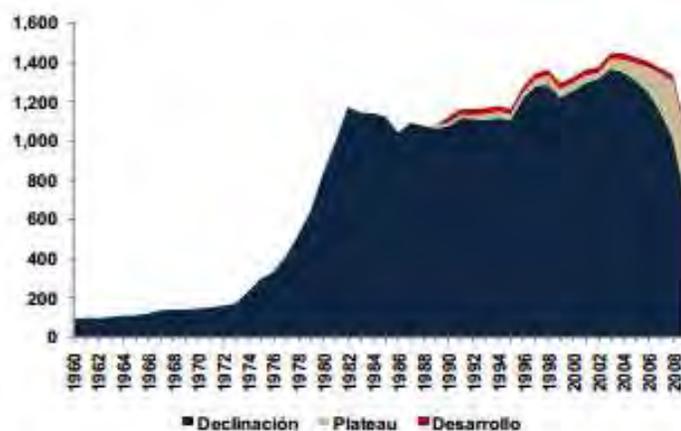


Figura I.5 Producción Anual Total Según Estatus de los Campos (MMbpce).

Este hecho demuestra la importancia que debe tener dentro de la estrategia de exploración y producción la óptima administración de los campos maduros (es decir, aquéllos que ya iniciaron o están por iniciar su declinación). A este respecto, se hace notar que a la fecha únicamente existen 16 campos con algún sistema de recuperación secundaria o mejorada; (ver **Tabla I.2**).

Tabla I.2 Campos con Sistema de Recuperación Secundaria y/o Mejorada.

Campo	Método de Recuperación Secundaria y/o Mejorada
Akal	RS. Inyección de Nitrógeno.
Bacal	RS. Inyección Periférica de Agua.
Balam	RS. Inyección de Agua.
Cinco Presidentes	RS. Inyección Periférica de Agua.
Cuichapa – Poniente	RS. Inyección Periférica de Agua.
Conduacán	RS. Inyección de Nitrógeno – Gas Amargo.
Iride	RS. Inyección de Nitrógeno – Gas Amargo.
Jujo – Tecominoacán	RS. Inyección de Nitrógeno – Gas Amargo.
Ku	RS. Inyección de Nitrógeno.
Maloob	RS. Inyección de Nitrógeno – Gas Amargo.
Oxiacaque	RS. Inyección de Nitrógeno – Gas Amargo.
Poza Rica	RS. Inyección de Agua.
San Andrés	RS. Inyección de Agua.
Sitio Grande	RM. Inyección de CO ₂ .
Tamaulipas Constituciones	RS. Inyección de Agua.
Zaap	RS. Inyección de Nitrógeno.

RS = Recuperación Secundaria

RM = Recuperación Mejorada

I.3.1. Declinación de Campos Según Tamaño y Fase de Declinación.

Con base en estadísticas públicas de la Agencia Internacional de Energía (AIE), en la **Tabla I.3** se observa que, independientemente de la fase de declinación, así como del tamaño de los campos petroleros, las tasas de declinación que registran los campos petroleros nacionales son significativamente superiores a las que se observan en el resto del mundo.

Tabla I.3 Tasa de Declinación de Campos Según Tamaño y Fase de Declinación* (Porcentaje).**

Tamaño	México				Experiencia Internacional			
	Fase de Declinación			Total	Fase de Declinación			Total
	I	II	III		I	II	III	
Súper Gigante	-	16.3	-	16.3	0.8	3.0	4.9	3.4
Gigante	11.4	7.8	11.2	9.8	3.0	3.7	7.6	6.5
Grande	17.6	13.1	17.5	16.1	5.5	7.2	11.8	10.4

***Con base en la definición de la AIE. Las fases de declinación se definen de la siguiente forma: Si la producción es menor al 85% del máximo y mayor al 50% del máximo, el campo se encuentra en la primera fase de declinación (FI); si la producción es menor al 50% del máximo y mayor al 25% del máximo, el campo se encuentra en la segunda fase de declinación (FII); y, finalmente, si la

producción es menor al 25% del máximo, el campo se encuentra en la tercera fase de declinación (FIII).

En la raíz de las causas del deterioro de la industria se encuentra una estrategia de explotación que ha privilegiado la producción de crudo en el muy corto plazo a costa de la producción y la creación de valor a largo plazo. Desafortunadamente, este tipo de estrategias son insostenibles en el tiempo; eventualmente el largo plazo se hace presente.

I.3.2. Producción de Crudo a Nivel Nacional².

La producción de crudo durante el mes de octubre del 2011 alcanzó un promedio de 2 millones 564 mil barriles diarios, 75 mil más que la registrada el mes anterior.

De este modo, el nivel se ubica muy cerca de las cifras alcanzadas a principios de este año, no obstante que las labores de producción de crudo se han visto afectadas por condiciones climatológicas adversas y diversos factores que han originado una producción diferida de 16 mil barriles al día.

El repunte en la producción en octubre obedece al sostenimiento e incremento de la extracción, principalmente en los yacimientos de Ku-Maloob-Zaap, Och-Uech-Kax, Ogarrío-Magallanes y Aceite Terciario del Golfo.

En este contexto, como se observa en la **Figura I.6**; se está revirtiendo la tendencia a la baja de la producción y se continúa adelante con las metas establecidas para los próximos años.

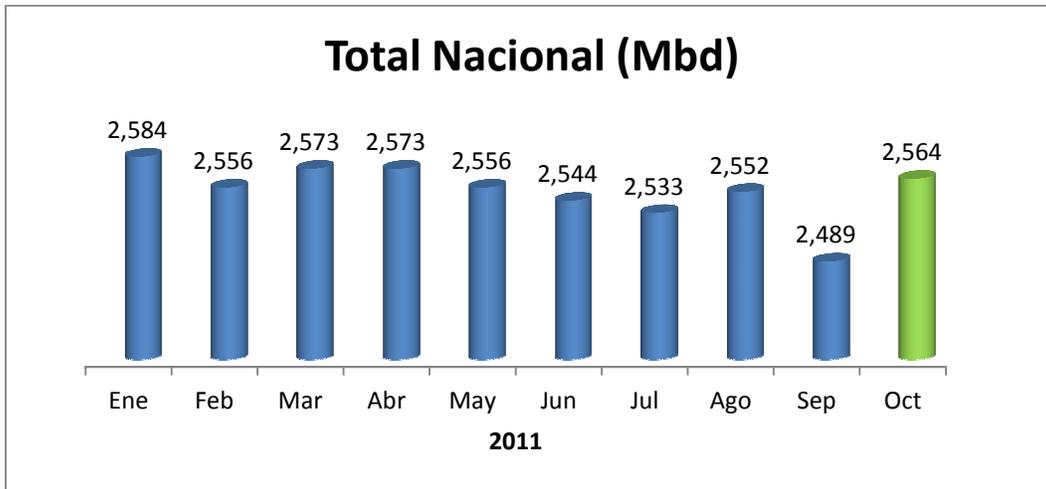


Figura I.6. Producción de Crudo 2011.

I.3.3. El Reto de la Industria Nacional.

La inminente declinación de la mayor parte de los campos petroleros del país, la complejidad geológica que se enfrenta en los nuevos campos en desarrollo, como es el caso de Chicontepec, así como la necesidad de multiplicar los esfuerzos en materia exploratoria y de desarrollo de campos, marcan la agenda de la nueva industria de exploración y producción.

La nueva agenda petrolera impone retos significativos en materia de planeación y ejecución. De un análisis realizado se estima que para incrementar la plataforma de producción a 3.3 millones de barriles diarios para 2025, es necesario que Pemex Exploración y Producción tenga la capacidad de triplicar el número de campos en aguas someras que actualmente opera; incrementar en 259 el número de campos terrestres en operación; y operar 41 campos en aguas profundas del Golfo de México, como se muestra en la **Figura I.7**.

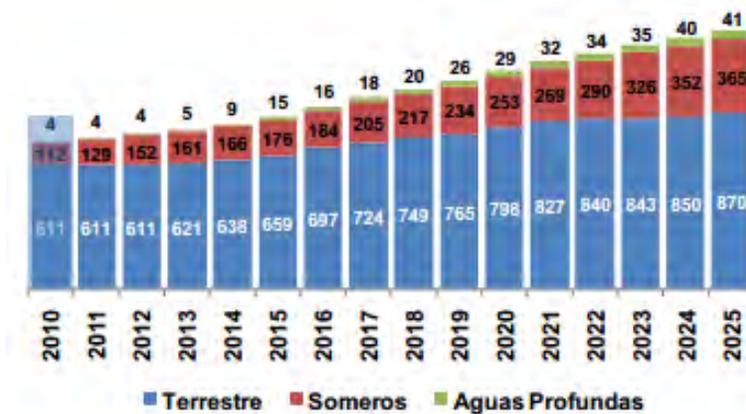


Figura I.7. Campos en Producción Según Tipo (Número).

Los retos que aquí se señalan no son recientes; éstos han estado presentes desde hace más de una década. La caída que se observa en la plataforma de producción y en el nivel de reservas obedece a un reto en materia de planeación y de ejecución que no se ha podido superar. El reto de la industria es de prácticas gerenciales.

Las distintas áreas de oportunidad que aquí se han señalado en materia de exploración y producción tienen como denominador común que apuntan a la necesidad de reenfocar el horizonte de planeación hacia el largo plazo. El reconocer que los niveles actuales de inversión en exploración son insuficientes; la necesidad de aumentar los factores de recuperación mediante la incorporación de un amplio programa de recuperación secundaria y mejorada, y la necesidad de transformar las capacidades de gestión de Petróleos Mexicanos para multiplicar su capacidad de ejecución: todas estas líneas de acción requieren visión de largo plazo.

I.4. Descubrimientos³.

Aún con la madurez alcanzada en las diferentes cuencas productoras de México, la exploración sigue aportando nuevos yacimientos tan diversos en su composición como los crudos pesados y el gas natural no asociado. Durante el 2010 la exploración reflejó resultados tangibles para Petróleos Mexicanos logrando incorporación de reservas originales totales o 3P de 1,437.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Así, con respecto al año anterior, la incorporación de reservas totales de petróleo crudo equivalente muestra un decremento del 18.9 por ciento. Sin embargo, se mantiene la tendencia de los últimos tres años, al posicionarse por encima de los 1,400 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Las reservas totales de petróleo crudo equivalente incorporadas durante el año 2010 incluyen a los campos de aceite y gas natural, asociado y no asociado.

I.4.1. Descubrimientos Marinos.

Los resultados de la exploración realizada en la porción marina de las cuencas del Sureste, ponen de manifiesto nuevamente el gran potencial petrolero de esta zona, al descubrirse el 71.8 por ciento de las reservas 3P totales incorporadas en 2010. Los descubrimientos de campos de aceite pesado se dieron en la subcuenca denominada Sonda de Campeche y los descubrimientos de campos de gas y condensado se dieron en la subcuenca el Litoral de Tabasco. En la Sonda de Campeche, con la perforación y terminación del pozo Utsil-1 y la identificación de un área con reservas posibles en el campo Kayab con el pozo Kayab-1ADL se incorporaron 254.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

En el Litoral de Tabasco se incorporaron los mayores volúmenes de aceite, gas y líquidos derivados del gas descubiertos en el país durante 2010, estos volúmenes se registraron mediante los pozos Xux-1 y Tsimin-1DL, como resultado de la incorporación de reservas por la perforación del pozo delimitador Tsimin- 1DL, así como la incorporación de reservas posibles en Xux.

I.4.2. Descubrimientos Terrestres.

Las Cuencas productoras de gas no asociado en la Región Norte del país continúan aportando nuevos yacimientos con acumulaciones comerciales; volúmenes de gas húmedo y de gas seco siguen siendo descubiertos en las cuencas de Burgos y de Veracruz.

En la Región Sur las Cuencas del Sureste en su porción terrestre aportaron nuevos yacimientos de gas y condensado, de aceite ligero y súper ligero. De manera integrada las Regiones Sur y Norte

incorporaron reservas 3P por 405.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente representando el 28.2 por ciento del total nacional de las reservas 3P incorporadas en 2010.

La fase aceite de petróleo crudo equivalente equivale a 269.2 millones de barriles y la fase de gas natural es de 626.3 miles de millones de pies cúbicos.

Los yacimientos terrestres más trascendentes del 2010 se descubrieron en las Cuencas del Sureste dentro de la Región Sur. La incorporación de aceite de estos yacimientos fue de 258.2 millones de barriles y la de gas natural fue de 384.8 miles de millones de pies cúbicos, estos volúmenes en conjunto documentan un valor de 347.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Las mayores volúmenes de reservas durante 2010 realizadas en la Región Sur se obtuvieron con los pozos Pachira-1 del Activo Integral Samaria-Luna y con Bricol-2DL del Activo Integral Bellota-Jujo.

La incorporación de reservas 3P en la Región Norte fue de 57.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, el gas no asociado de las cuencas de Burgos, Sabinas y Veracruz participa con el 81.0 por ciento de este volumen. El gas natural no asociado incorporado en 2010 por la Región Norte es de 239.3 miles de millones de pies cúbicos, de este volumen sobresale la participación del 59.4 por ciento del Activo Veracruz, con el descubrimiento del pozo Rabel-1 en arenas del Mioceno Medio e Inferior productoras de gas seco. Los descubrimientos de la Cuenca de Burgos son menores en tamaño comparados con el resto de las cuencas, en parte por tratarse de una cuenca muy explorada y madura en cuanto a la cantidad de descubrimientos que históricamente se han registrado en ella y en parte por ser gasífera. Aún con esta condición la cuenca de Burgos sigue aportando descubrimientos como los descubiertos por los pozos Cucaña-1001, Monclova-1001 y Jaraguay-1.

I.5. Recuperación Mejorada⁴.

Después de la explotación de los yacimientos a través de la recuperación primaria y de la recuperación secundaria, hay posibilidades de aumentar el factor final de recuperación de los mismos, especialmente cuando los precios del petróleo son altos. Para ello, se aplican métodos de recuperación de aceite adicional para modificar alguna propiedad del sistema. Algunos de ellos muy sofisticados, para agregar energía a los campos y para modificar alguna propiedad del sistema. Estos procesos inicialmente se conocen como procesos de recuperación terciaria por la cronología histórica en la que son explotados los campos; sin embargo, un proceso terciario no necesariamente es un proceso de recuperación mejorada.

Por definición un proceso de recuperación mejorada, EOR (*Enhanced Oil Recovery*), por sus siglas en inglés, es la aplicación de tecnologías para adicionar energía al yacimiento y modificar favorablemente algunas de las propiedades del sistema roca-fluido. Estas tecnologías y operaciones de recobro adicional, entran a su vez en una categoría más amplia en donde se considera a todas las operaciones de mejoramiento de la producción. En la **Figura I.8**, de manera simplificada, se presentan estas tres etapas de explotación de los yacimientos. Como se puede observar, en la parte inferior se resaltan algunas tecnologías que se pueden aplicar a lo largo de la vida del yacimiento.

Con las prácticas de administración de yacimientos, los ingenieros consideran varias opciones de los métodos EOR, para aplicarlos mucho más temprano en la vida productiva de un campo. Obviamente, la economía juega un papel mucho más importante en las decisiones para los proyectos de inyección caros, ya que el futuro del precio del aceite es un factor muy importante.

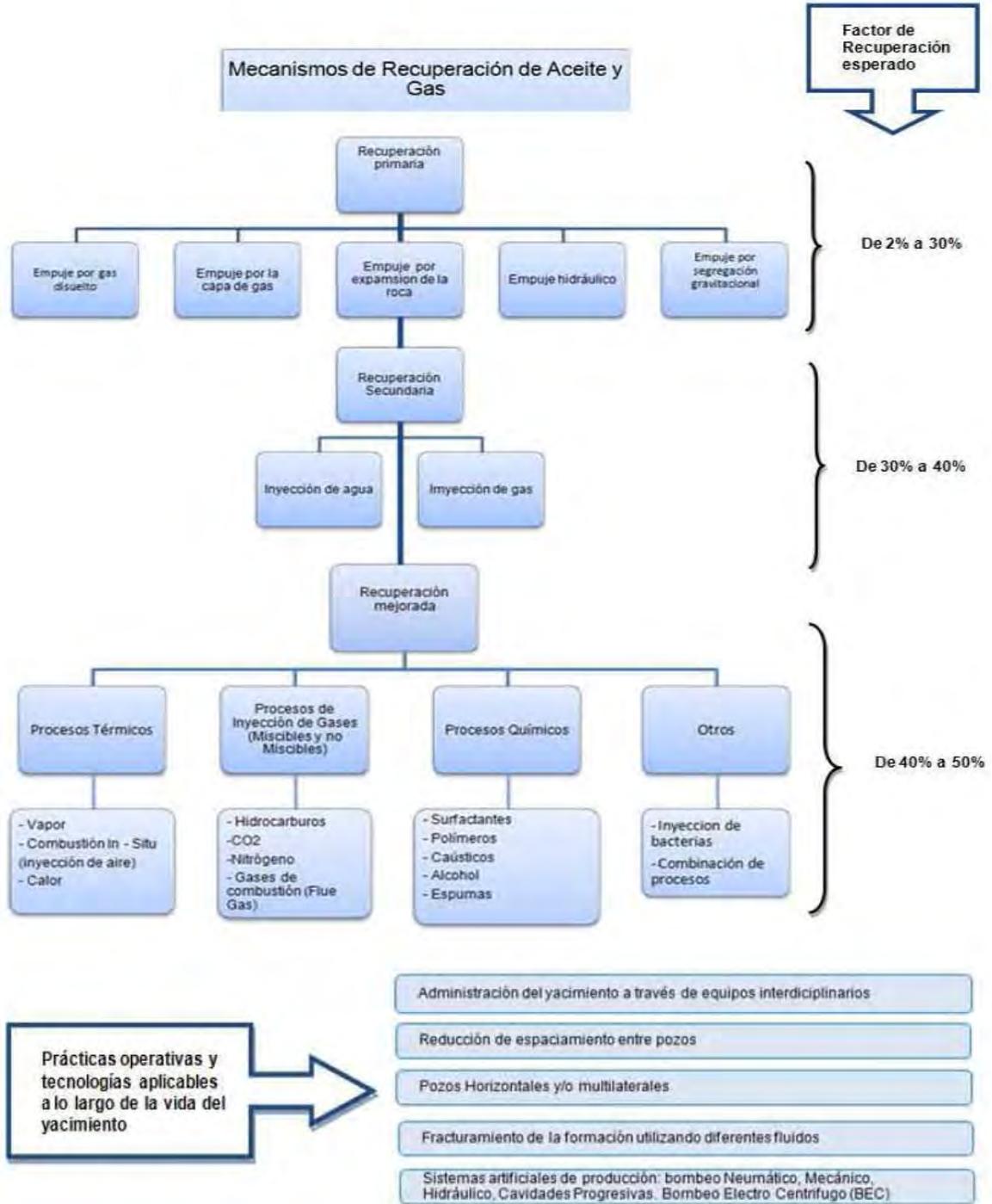


Figura I.8 Etapas en la vida de un yacimiento.

I.5.1. Objetivo de los Procesos de Recuperación Mejorada.

En general, el objetivo de estos métodos de recuperación mejorada es disminuir la saturación residual de aceite, es decir; aceite que se ha quedado retenido en el yacimiento, y que puede localizarse en el sistema matricial de la formación donde son altas las fuerzas capilares. En el caso de yacimientos naturalmente fracturados, como muchos de los que tiene México, el problema todavía es mayor, ya que la saturación residual de aceite se encuentra preferencialmente en los bloques de la matriz y la interacción matriz-fractura es algo que todavía no se resuelve técnicamente, por lo que los volúmenes de aceite remanentes que todavía existen en ese tipo de yacimientos son considerables.

I.5.2. Clasificación de los Procesos (EOR)⁵.

Los procesos de recuperación mejorada se pueden clasificar a grandes rasgos en cinco categorías: inyección de agentes químicos, procesos miscibles, control de movilidad, los procesos térmicos e inyección de bacterias. En la **Figura I.9** se observan los procesos comerciales EOR mas destacados.

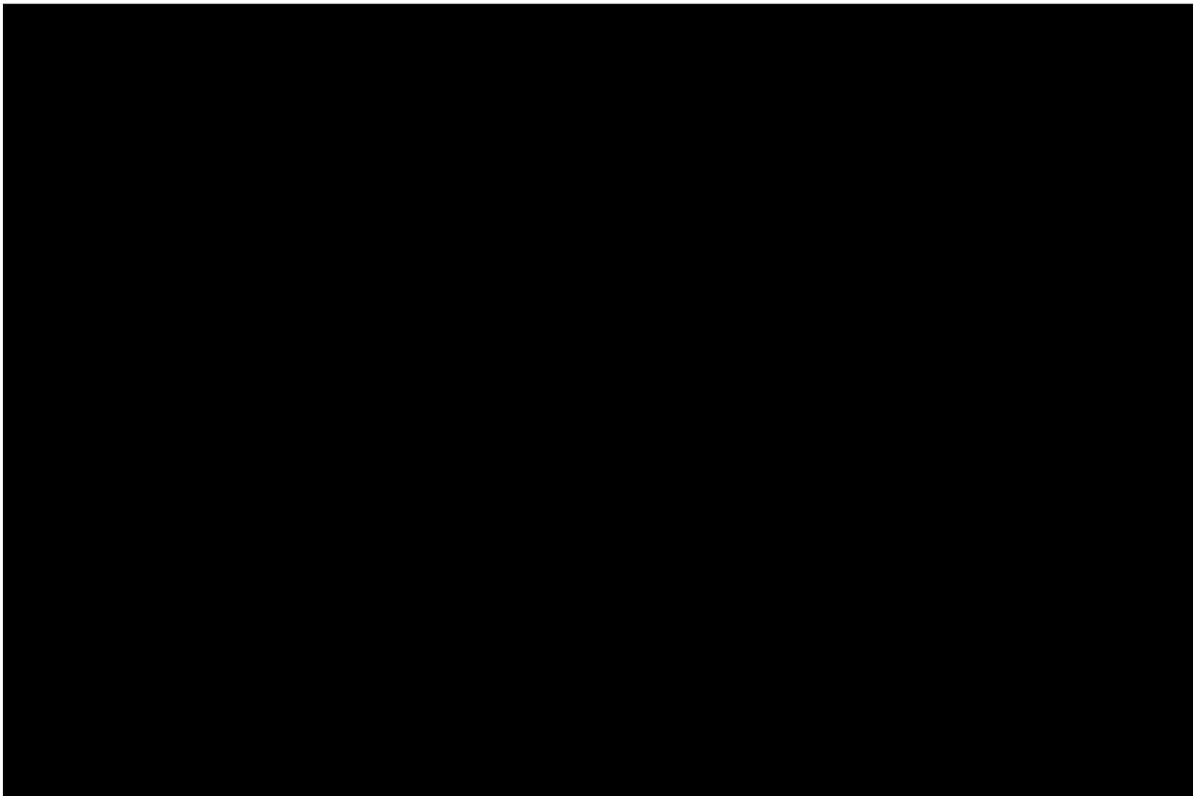


Figura I.9. Clasificación de los métodos EOR.

Otra forma de clasificar los métodos de recuperación mejorada es de acuerdo al principal mecanismo de desplazamiento de aceite^{6, 7}. La **Tabla 1.4**, muestra que hay tres principales mecanismos para el desplazamiento adicional de aceite con un fluido inyectado. (1) proceso tipo miscible, (2) reducción de la tensión interfacial (TIF) y (3) cambio de la viscosidad del aceite o agua. De hecho, la **Tabla 1.4**, se muestran algunos de los criterios de selección para los métodos de recuperación mejorada y en el **Apéndice C** se muestra la misma tabla, pero con mayor resolución.

Tabla 1.4. Clasificación de los Métodos EOR y Criterios de Selección.

Métodos EOR	ACEITE			YACIMIENTO					
	Gravedad	Viscosidad	Composición	So	Tipo de formación	Espesor neto	Permeabilidad promedio (md)	Profundidad ft	Temperatura °F
	°API	cp		%VP					
PROCESOS MISCIBLES									
Nitrógeno y Gas de combustión	>35	<0.4	Alto porcentaje de hidrocarburos ligeros	>40	Areniscas y carbonatos con pocas fracturas y alta permeabilidad	Relativamente delgados	NC	>6000	NC
Hidrocarburos Miscibles	>23	<3	Alto porcentaje de hidrocarburos ligeros	>30	Areniscas y carbonatos con pocas fracturas y alta permeabilidad	Relativamente delgados	NC si es uniforme	>4000	NC
Inyección CO ₂	>22	<10	Alto porcentaje de hidrocarburos intermedios C5-C12	>20	Areniscas o carbonatos	Relativamente delgados	NC	>2500	NC
PROCESOS DE REDUCCION DE TIF									
Inyección de micela/polímero, ASP y alcalinos	>20	<35	Intermedios, ligeros, algunos ácidos orgánicos para bajar TIF en métodos alcalinos	>35	Preferentemente areniscas	NC	>10	<9000	<200
REDUCCIÓN DE VISCOSIDAD (ACEITE)									
Inyección de vapor	8 a 25	<100000	NC pero algunos extremos ligeros para ayudar a la destilación de vapor	>40	Arenas o areniscas con alta porosidad y permeabilidad preferente	>40	>200	<5000	NC
Combustión in-situ	10 a 27	<5000	Algunos componentes asfálticos para ayudar al depósito de coque	>50	Arenas o areniscas con alta porosidad	>10	>50	<11500	>100
Inyección de polímeros	>15	<150 (preferentemente <100 y >10)	NC	>50	Preferentemente areniscas pero puede ser usado en carbonatos	NC	>10	<9000	<200 para minimizar la degradación

NC. No Crítica.

I.6. Surfactantes^{8, 9}.

La palabra surfactante proviene del término en inglés (surfactant: surface-active-agent). Agente de superficie activa o tensoactivo. Los surfactantes son usualmente compuestos orgánicos anfifílicos, es decir; en una misma molécula contienen grupos no polares hidrófobos, solubles en hidrocarburo (colas) y grupos polares hidrofílicos (cabezas) solubles en agua. Por ello son solubles en solventes orgánicos y en agua, como se muestra en la **Figura I.10**.



Figura I.10. Molécula de Surfactante.

El objetivo principal de este método es disminuir la tensión interfacial (TIF) entre el aceite y el agua para desplazar volúmenes discontinuos de aceite atrapado, generalmente después de procesos de recuperación por inyección de agua. Ellos se adsorben sobre el concentrado en un interfaz superficial o fluido/fluido para cambiar las propiedades superficiales considerablemente; por consiguiente, las moléculas se acumulan en la interfase agua-petróleo y reducen la tensión interfacial entre las fases, como se muestra en la **Figura I.11**.

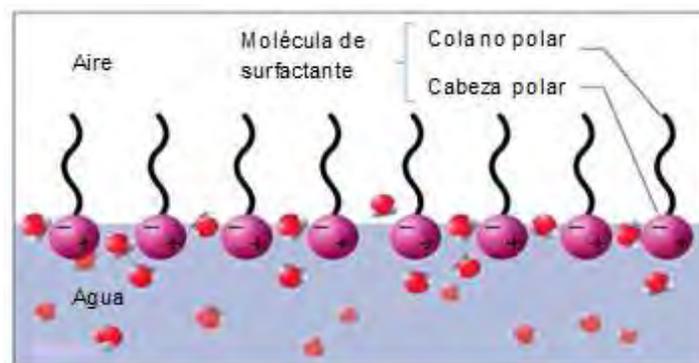


Figura I.11. Adsorción de Surfactante en un Interfaz Superficial.

I.6.1. Inyección de Surfactante-Polímero (SP) ¹⁰.

El fundamento de la tecnología consiste en inyectar sucesivamente diferentes fluidos. En tal sucesión de tapones cada uno debe idealmente desplazarse en flujo tipo pistón, es decir que cada nuevo fluido debe empujar el fluido que lo antecede.

La **Figura I.12** indica los diferentes tapones existentes entre el pozo inyector y un pozo productor, en el medio de tal proceso. Los números corresponden a estados del yacimiento antes, durante y después que pase el tapón de surfactante.

(1) Estado inicial del yacimiento después del drenaje con agua: La saturación residual de aceite es típicamente del 30%. Se puede decir que el aceite se encuentra en forma de glóbulos desconectados atrapados en los poros por fuerzas capilares.

(2) Esta zona corresponde al banco de aceite: Un estado en el cual ambos fluidos presentan continuidad. En esta zona se produce un flujo difásico. La saturación de aceite es notablemente más alta que en la zona (1) y esto se debe a que el tapón de surfactante (3) está empujando hacia adelante una cierta cantidad de aceite movilizado. Este aceite coalesce con el aceite atrapado y aumenta la saturación. Cuando el banco de aceite alcanza el pozo productor, empieza la recuperación mejorada de aceite.

(3) El frente del tapón del surfactante: Es la zona donde la solución acuosa de surfactante entra en contacto con el aceite atrapado y lo moviliza. La movilización se efectúa principalmente por el mecanismo de baja tensión interfacial. Las condiciones físico-químicas cerca de la formulación óptima hacen que las emulsiones formadas sean muy inestables, y que las gotas coalescan inmediatamente al contactarse.

En consecuencia, los glóbulos de aceite movilizados coalescen entre sí con los glóbulos atrapados para formar una fase continua de aceite. Hay evidencia de que, mediante el proceso de coalescencia, el aceite se desplaza más rápidamente que el agua y que por lo tanto el banco de aceite se forma delante del tapón de surfactante. Esto es lógico si se examinan los fenómenos involucrados; de una parte la saturación de aceite aumenta considerablemente en la zona de movilización y por lo tanto la permeabilidad relativa aumenta también y el aceite se desplaza más rápidamente que el agua.

(4) El tapón con la solución de surfactantes: En un proceso que funciona idealmente, todo el aceite está movilizado al pasar el frente del tapón de surfactante. Esta zona actúa por lo tanto sólo como una reserva para compensar las pérdidas de surfactante por adsorción sobre la roca o transferencia hacia el aceite. Desde el punto de vista práctico, permite también que el surfactante penetre en las zonas menos permeables, y permite compensar ciertas inestabilidades.

El frente del tapón de surfactante se va gastando poco a poco y por lo tanto el tamaño del tapón de surfactante se va reduciendo a medida que transcurre el proceso. Además de reducirse en tamaño este tapón puede diluirse con el agua de la formación y el fluido que lo sigue, es decir que

lo empuje. Peor aún el fluido que empuja el tapón de surfactante puede producir digitaciones, es decir; inestabilidades.

(5) El tapón con la solución de polímeros: Se utiliza para evitar o reducir al máximo la degradación del tapón de surfactante cuando este progresa en el yacimiento, se empuja con un fluido viscoso, que es una solución de polímeros. Ya que el tapón de surfactante es más viscoso que el agua (por el surfactante), y que en el frente se producen emulsiones (que aumentan la viscosidad), es imprescindible disponer de un fluido de viscosidad de por lo menos 50-100 cp. para evitar inestabilidades de tipo digitación producidas por una relación desfavorable de las movilidades.

Por razones económicas no se puede sin embargo inyectar polímeros hasta tanto el tapón de surfactante haya llegado al pozo productor. Se usa en general un tapón de 10-20% de volumen de poro, y la concentración de polímero va bajando lentamente en la cola del tapón, es decir que la transición con la zona (6) es continua.

(6) Inyección de agua: Con la cual finalmente se empuja el tapón de polímero. Se toman las precauciones necesarias para que los fenómenos de digitación y penetración del agua en el tapón del polímero sean lo menos severos posibles. Se usa un tapón de polímero con "cola decreciente" y una velocidad de inyección baja.



Figura I.12. Diferentes Estados del Yacimiento Durante un Proceso de Recuperación Mejorada Mediante la Inyección (SP).

I.6.2. Inyección de Álcali-Surfactante-Polímero (ASP) ¹¹.

Este proceso consiste en inyectar una solución acuosa alcalina conteniendo del orden de 0.1 - 2.5% de hidróxido de sodio, carbonato de sodio u otro producto para lograr un pH entre 8 y 10. A tal pH los ácidos nafténicos contenidos en ciertos crudos reaccionan con la fase acuosa alcalina para

formar *in situ* las sales de sodio, que son surfactantes similares a los jabones, y a menudo se llaman así; estos jabones poseen propiedades surfactantes y son susceptibles de modificar la mojabilidad de la roca y de reducir la tensión interfacial. En ciertos casos se obtienen tensiones bajas (0,01-0,001 dina/cm) para condiciones particulares semejantes al caso de la formulación óptima en la inyección con surfactante.

El objetivo es el mismo que el de inyección con surfactantes, pero dado que las características surfactantes del jabón no están diseñadas para el sistema, es probable que el grado de recuperación no sea tan alto como con los surfactantes seleccionados específicamente para el campo.

El proceso de inyección álcali-surfactante-polímero (ASP) es similar al proceso de inyección (SP), en este caso los operadores inyectan una mezcla personalizada de un compuesto alcalino y los surfactantes seleccionados para el sistema específico, seguida por la inyección del tapón de polímero para el control de la movilidad. A continuación se describen brevemente las diferentes etapas de inyección como lo muestra la **Figura I.13**.

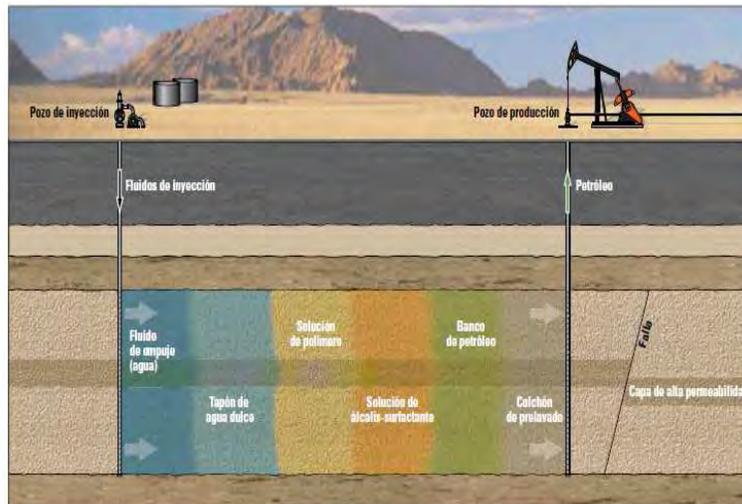


Figura 1.13. Diferentes estados del yacimiento durante un proceso de recuperación mejorada mediante la inyección (ASP).

Un proceso de inyección ASP consta de varias etapas de inyección.

- (1) **La primera etapa:** Consiste en la inyección de un tapón de prelavado (preflush).
- (2) **En esta zona se encuentra el banco de aceite:** Un estado en el cual ambos fluidos presentan continuidad, en esta zona se produce un flujo bifásico.
- (3) **El tapón con la solución de álcali y surfactante:** Consiste en inyectar el tapón químico que es una combinación de álcali y surfactante, este tapón se mezcla con el petróleo y modifica sus propiedades, reduciendo la TIF cuyo efecto es la movilización del petróleo.

(4) El tapón con la solución de polímeros: Un tapón de polímero es inyectado para mejorar la movilidad entre el aceite y los fluidos inyectados.

(5) El tapón de agua dulce: Se utiliza para optimizar la recuperación de los químicos.

(6) Inyección de agua: Con la cual finalmente se empuja el tapón de polímero.

I.6.3. Parámetros que se Deben Cumplir para la Aplicación de la Tecnología¹².

Para el empleo de este tipo de tecnología es necesario cubrir una serie de parámetros que garanticen el rendimiento del proceso, puesto que, en el caso de una inadecuada inyección de surfactantes podría ocasionar grandes pérdidas económicas. En este sentido, el yacimiento debe presentar una profundidad menor a 9000 ft, esto debido a los cambios de presión y temperatura que afectan la adsorción del surfactante.

Tanto el espesor, la porosidad y la transmisibilidad del yacimiento se consideran parámetros no críticos. Por otra parte, la heterogeneidad del yacimiento hace que el rango de permeabilidad sea mayor a 10 [md] para poder aplicar la tecnología, asimismo, la saturación residual de petróleo debe ser mayor al 35%, con el objeto de aumentar la eficiencia de recobro a partir de la implementación de este mecanismo. El tipo de formación donde preferiblemente se inyecta este proceso son arenas, puesto que un alto contenido de arcillas reduce la eficiencia de barrido.

La temperatura es un factor primordial al momento de emplear este proceso de recuperación mejorada, ya que los surfactantes son moléculas químicas que tienden a degradarse y perder su capacidad de adsorción con el aumento de la temperatura. El rango de aplicación es menor a 2000 [F]. La salinidad del medio acuoso para que se logre la compatibilidad del fluido inyectado en el reservorio debe ser menor a 50000 [ppm]. Aunado a lo anterior, las características que deben poseer los fluidos en el reservorio para la aplicación del método, se tiene que la gravedad del crudo debe ser mayor a 20° [API], la viscosidad del crudo menor a 35 [cp.], puesto que hidrocarburos con cadenas de compuestos más livianos tienden a disminuir con mayor facilidad su tensión interfacial.

I.7. Estado del Arte en Procesos de Inyección con Agentes Químicos en Pruebas Experimentales¹³⁻²⁶.

Se sabe que los precios de petróleo permanecieron bajos hasta mediados de 1980, recientemente se ha incentivado la investigación acerca de los métodos de recuperación mejorada de petróleo, particularmente en el proceso de inyección con surfactantes, dado que en recientes investigaciones su rango de aplicación se ha ido extendiendo, se requiere un conocimiento apropiado para revisar y comprender los prospectos que se tienen para surfactantes. Durante años se han realizado

estudios experimentales para determinar e implementar métodos con el uso de químicos, algunos artículos son presentados con trabajos experimentales apoyándose en el uso y desarrollo de modelos físicos así como de pruebas en núcleos, con el fin de determinar y evaluar magnitudes físicas de los agentes químicos; del tipo (álcalis, surfactantes o polímeros) para conocer sus beneficios y limitaciones, de esta manera se busca que se realicen estudios más completos que promuevan el conocimiento necesario para realizar una operación de recuperación de hidrocarburos exitosa en campo. Algunos de los estudios y contribuciones son referenciados a continuación en la **Tabla I.5.**

Tabla I.5. Aplicaciones Experimentales con Métodos Químicos.

Año	Título	Autor	Descripción
2000	Comparación de las inyecciones químicas con vapor a través de pozos verticales y horizontales.	Shedid A. Shedid, Al-Abbas A. Abbas, (EPRI)	Este estudio experimental se realizó para investigar, combinar y comparar el rendimiento y la productividad de agua, vapor, vapor con álcalis, el vapor con surfactante, y las inyecciones de álcali/ surfactante/vapor a través de pozos verticales y horizontales. Para lograr los objetivos del estudio, dos modelos físicos experimentales (vertical y horizontal) se diseñan y construyen conteniendo idénticos medios porosos, los fluidos del yacimiento (petróleo crudo y agua de formación), vapor, y productos químicos. Los resultados del estudio mostraron que los pozos horizontales son mejores candidatos para inyección de agua que los verticales. En la inyección de vapor con químicos igualmente se obtuvo una mayor recuperación de aceite con respecto a los verticales. Se concluyó que las inyecciones químicas con vapor recuperan más petróleo que la inyección convencional de vapor para aplicaciones de pozos verticales y horizontales.
2001	Métodos micelares e inyecciones ASP químicas para la recuperación mejorada de petróleo.	S. Thomas, S. M. Farouq Ali.	Se describen los resultados de laboratorio, por inyección micelar en los núcleos de arenisca consolidada, así como en empaques de arena no consolidada, incluyendo un modelo tridimensional, equipado con pozos horizontales o verticales. Las inyecciones también se llevaron a cabo en núcleos no consolidados utilizando combinaciones de surfactantes álcalis y polímeros. Los resultados para los dos procesos se comparan y contrastan, mostrando que sobre la base de la recuperación total de aceite, la inyección micelar fue un proceso superior, con recuperaciones de petróleo que van desde 50 a 80% del aceite que queda en el medio poroso después de una inyección de agua.
2002	Concentración	P.D. Berger, C.H.	Un nuevo tipo de surfactante se ha desarrollado y

	ultra baja de surfactante para inyecciones en arenisca y caliza.	Lee.	se puede utilizar en concentraciones muy bajas para producir tensiones interfaciales ultra bajas (TIF) para arenisca y formaciones de caliza. Estos surfactantes se pueden utilizar para inyecciones (ASP), Estos nuevos tipos de surfactantes difieren de los surfactantes que se han utilizado tradicionalmente en inyecciones ASP, ofreciendo las siguientes ventajas: son eficaces en bajos niveles de concentración normalmente utilizados para ASP, pero que no requieren de un álcali para producir bajas tensiones interfaciales en formaciones de arenisca. Para formaciones de piedra caliza y carbonato de sodio; se prefiere el uso de álcali normalmente para reducir la adsorción sin embargo, no es necesario para producir tensiones interfaciales ultra bajas.
2003	La determinación de la estrategia de inyección ASP más rentable para la recuperación mejorada de petróleo	Y. P. Zhang, S. Huang, Saskatchewan; M. Dong, Universidad de Regina.	Los estudios experimentales que se presentan aquí incluyen la caracterización de fluidos, las medidas de TIF, y las pruebas en inyección en núcleos y paquetes de arena utilizando un aceite intermedio. La concentración de surfactante inyectado, el tamaño del tapón, y la saturación de aceite residual fueron los parámetros variados. La concentración de surfactante óptimo fue de 0,15% y el tamaño del tapón fue de 0,5 del volumen de poros (PV). Se obtuvo una recuperación de petróleo relativamente alta mientras que mantiene una eficiencia de desplazamiento favorablemente alta. Se Incremento la recuperación entre el 23-41% del aceite en las pruebas de paquetes de arena y cerca del 16% con los núcleos del yacimiento. En general, estos resultados indican que la inyección en núcleos con ASP es un adecuado método si se seleccionan la concentración química adecuada y el tamaño correcto del tapón.
2004	Interacciones físico-químicas durante las inyecciones de surfactante de yacimientos de carbonatos naturalmente fracturados	Anita Seethepalli, SPE, Bhargaw Adibhatla, SPE, and Kishore K. Mohanty, SPE, U. of Houston	Este trabajo investiga las interacciones de las soluciones alcalinas y surfactantes aniónicos con el petróleo crudo en las superficies minerales sobre las formaciones de carbonatos. Se realizaron estudios de mojabilidad, los experimentos de comportamiento de las fases, la tensión interfacial, y la adsorción. En los surfactantes aniónicos se ha identificado que pueden cambiar la mojabilidad de la superficie de la calcita para obtener una mojabilidad preferente al gua, tan bien o mejor que el surfactante catiónico bromuro de dodecil trimetil amonio (DTAB). Todas las superficies de carbonato (caliza, mármol, dolomita, y calcita) muestran un comportamiento similar con respecto a la alteración de mojabilidad con un surfactante

			<p>aniónico. Más del 50% del aceite residual se puede recuperar a partir de imbibición espontánea de núcleos de carbonato mojados por agua con soluciones de surfactantes aniónicos a una concentración de 0,05%.</p>
2005	Estudios experimentales de la detección y rehúso de los químicos producidos en inyecciones ASP.	Wei Wang and Yongan Gu, U. of Regina	<p>En este documento, varios métodos se aplican para detectar cada producto químico y cuantificar su concentración en los líquidos producidos. En primer lugar, se estudiaron las interacciones de cada producto químico con el sistema de (aceite / salmuera / roca). Con los métodos de detección desarrollados para cada sustancia química utilizada en las inyecciones de ASP, se midió la pérdida total de cada producto químico. En segundo lugar, las pruebas se realizan para inyecciones en núcleos y se dividieron en inyecciones alcalinas, inyecciones con surfactante e inyecciones ASP para determinar sus respectivas recuperaciones de aceite. Algunas aplicaciones en laboratorio y en campo muestran que concentraciones de surfactantes, álcalis y polímeros permanecen relativamente altas en los líquidos producidos de inyecciones ASP. Por lo tanto, la reutilización de estos productos químicos puede sustancialmente reducir al mínimo el costo de capital.</p>
2006	Efecto de la viscosidad de una solución ASP sobre la recuperación mejorada de petróleo en yacimientos heterogéneos.	J. R. Hou,; Z. C. Liu,; M. Z. Dong, Regina; X. A. Yue, J. Z. Yang,	<p>En este documento, la relación entre la viscosidad de una solución ASP y la recuperación de petróleo en modelos porosos heterogéneos fueron estudiados. Más de 50 pruebas de inyección ASP se realizaron utilizando modelos artificiales. Estos modelos fueron hechos para tener diferentes coeficientes de variación de permeabilidad de manera que las inyecciones ASP en yacimientos homogéneos y heterogéneos podrían ser simuladas. Cuando la viscosidad es mayor que la viscosidad de desplazamiento crítico, tanto la viscosidad y la tensión interfacial ultra baja contribuyen a la recuperación de petróleo. La viscosidad de desplazamiento crítico podría ser uno de los parámetros importantes que se pueden utilizar para optimizar la fórmula química de una inyección ASP.</p>
2007	Aplicación de surfactantes viscoelásticos como agentes de control de movilidad en inyección de surfactantes sobre tensión	Istvan Lakatos, Janos Toth, Tibor Bodi, y Julianna Lakatos-Szabo, U. Miskolc, Hung. Acad. Sci., Paul D. Berger and Christie Lee.	<p>El estudio de laboratorio miró a otro tipo nuevo de súper (S) y viscoelásticos (Sv) surfactantes que proporcionan tanto la disminución de la TIF y el control de la movilidad. El documento básicamente se centra en la evaluación de los surfactantes viscoelásticos como los agentes de control de movilidad. Las mediciones y estudios fundamentales confirmaron que los surfactantes viscoelásticos podrían ser utilizados para sustituir</p>

	interfacial baja.		los agentes tradicionales de control de movilidad (polímeros) en un amplio rango de presión y temperatura. Su sensibilidad a la velocidad de cizallamiento y otros efectos degradantes es mucho menor que la encontrada para biopolímeros sintéticos de alto peso molecular y. De este modo, los surfactantes viscoelásticos pueden ofrecer una excelente oportunidad para el control de la movilidad en las diversas técnicas mejoradas de recuperación de petróleo independientes de protocolo de la inyección.
2008	Estudio de los mecanismos de recuperación mejorada en inyecciones ASP en medios porosos a partir de experimentos. Recientes avances en surfactantes EOR	Pingping Shen, SPE, Jialu Wang, Shiyi Yuan, Taixian Zhong, Xu Jia. George J. Hirasaki, SPE, Clarence A. Miller y Maura Puerto.	Se ha descubierto recientemente que la adsorción de surfactantes aniónicos en calcita y dolomita puede reducirse significativamente con carbonato de sodio como álcali, haciendo así el proceso de aplicación para las formaciones de carbonatos, los mismos productos químicos también son capaces de alterar la mojabilidad. Esta alteración de la mojabilidad en combinación con ultra baja tensión interfacial (TIF) hace posible desplazar el aceite de las fracturas de la matriz de carbonatos mojados preferencialmente con aceite por el drenaje por gravedad de aceite y agua. La espuma puede ser utilizada para el control de la movilidad por la alternancia de tapones de gas con tapones de solución de surfactante. El efectivo desplazamiento de aceite en un empaque de arena homogéneo, demostró un barrido mejorado. Los recientes avances en EOR en surfactantes son revisados. Con los altos precios de petróleo acompañado del interés en los resultados de inyección de surfactante en proyectos EOR incentivaron la investigación; para analizar y entender dichos prospectos este artículo hace una síntesis de los resultados más sobresalientes de algunos experimentos.
2009	Estudio de los mecanismos de recuperación mejorada en inyecciones ASP en medios porosos a partir de experimentos.	Pingping Shen, SPE, Jialu Wang, Shiyi Yuan, Taixian Zhong, Xu Jia.	El mecanismo de flujo de fluido de recuperación mejorada de petróleo (EOR) en medios porosos de (ASP) se investigó mediante la medición del rendimiento de la producción, la presión, y distribuciones de saturación a través del diferencial de presión instalado y la medición de saturación de en un modelo físico de un yacimiento vertical heterogéneo. Un modelo físico es empleado y consiste de un empaque de arena heterogéneo; el modelo se divide en tres capas con la misma anchura y diferentes permeabilidades. Las tres capas se separan por tablas no permeables. Se considera una inyección en un pozo vertical donde se inyecta fluido en las tres capas simultáneamente, y el líquido

			producido se recoge en las salidas de las tres capas. El modelo simula la inyección unificada y la producción en un yacimiento en capas intercaladas heterogéneas.
2010	Investigación de la eficiencia en inyecciones ASP, en núcleos CIPS: caso homogéneo.	H.Al Shahri y J.Liu, SPE, Universidad del oeste de Australia, Klu y M.B.Clennell,	Este trabajo investiga la eficacia del proceso de inyección ASP. Mientras que la heterogeneidad en la estructura de los poros es una preocupación clave de la investigación, es necesario primero tener un entendimiento claro de la línea de base cuando el comportamiento de la porosidad, la permeabilidad y el tamaño de la garganta están estrictamente controlados. Este control se logra mediante la fabricación de una roca de una arenisca de carbonato cementada homogénea con un sistema de precipitación de calcita in situ (CIPS). Se presentan las propiedades de flujo multifásico de las rocas artificiales CIPS, incluidos los resultados inéditos sobre la relación aceite/agua el comportamiento capilar y permeabilidad relativa.
2011	Selección del modelo correcto ASP por la historia de los experimentos de la inyección en núcleos.	V. Karpan, R. Farajzadeh, H. Dijk, T. Matsura Shell, Rijswijk, M. Stoll y Omán.	Con el fin de diseñar inyecciones (ASP) pilotos y generar pronósticos fiables sobre el terreno ASP; un flujo de trabajo robusto de modelos escalables para el proceso ASP es necesario. Un punto de partida es llevar a cabo las pruebas de ASP inyectando en núcleos utilizando modelos numéricos. Esto permite la validación de modelos y genera un conjunto de parámetros de inyección de químicos que pueden ser utilizados para la simulación a escala de campo.
2012	Estudio de laboratorio sobre la transferencia de masa por inyección ASP	Jialu Wang, Fashun Shi y Xu Jia. Instituto de investigación de la exploración y desarrollo petrolero, Compañía PetroChina	El efecto sinérgico de surfactantes, álcalis y polímeros se aplican en la inyección ASP; que es un proceso físico químico muy complejo, el flujo de fluido y la transferencia de masa de los productos químicos en medios porosos son dos problemas principales teóricos. Un sistema de modelo físico de tubo largo y delgado se estableció en la investigación para estudiar la transferencia de masa de las inyecciones de ASP a condiciones de yacimiento. Debido a los efectos de adsorción y retención, las concentraciones de los tres químicos declinan gradualmente. Las velocidades de los tres productos químicos de alta a baja son: polímero, álcali y el surfactante. La adsorción y retención de los gastos de los productos químicos fueron aumentando gradualmente con la distancia, y la adsorción y retención de polímero fue lo más grave.

I.8. Visión Actual de la Industria en Productos Químicos en EOR^{27, 28}.

Nadie sabe cuánto petróleo queda en el suelo, las estimaciones van de un trillón a cuatro trillones de barriles. La producción actual mundial de petróleo es de unos 85 millones de barriles por día (bbl / d), o más de 30 billones de bbl / año. La OPEC (Organización de Países Exportadores de Petróleo) prevé que la demanda de los países en desarrollo debe aumentar la producción mundial a 107 millones de bbl / d en 2030.

Esta es una estadística más que señala oportunidad sin precedentes para los investigadores y fabricantes de surfactantes: Sólo alrededor del 30% del petróleo y el gas disponible ha sido extraído de la mayoría de los pozos existentes. Eso deja a la recuperación mejorada de petróleo químicamente (**CEOR**) en la lista corta de los métodos disponibles para aumentar la producción de petróleo en las fases secundaria y terciaria de la recuperación de petróleo.

CEOR en el siglo 21, sin embargo, es significativamente diferente: Productos químicos como los surfactantes son utilizados en concentraciones mucho más bajas con las nuevas tecnologías que han cambiado radicalmente el panorama.

Shell, Celanese, Rhodia, Tiorco, Sasol, Oil Chem. Technologies, y Surtek son sólo algunos de los participantes en el mercado CEOR en anticipar el crecimiento futuro.

I.8.1. Objetivo Desde el Punto de Vista Económico en las Formulaciones con Surfactantes.

Se pretende que las nuevas formulaciones con surfactantes tengan un costo en el rango de \$ 0.90- \$ 2.75 dólares/bbl inyectado, donde una formulación micelar costaría \$ 20 - \$ 75 dólares/bbl inyectado en costos de productos químicos de hoy en día. El establecimiento de una operación CEOR de éxito es un compromiso a largo plazo, pero las recompensas pueden ser considerables y de larga vida, incluso en los precios del petróleo tan bajos como \$ 20 - \$ 25 dólares/bbl.

I.8.2. Primera Ola de Investigación.

Gary Pope, profesor en el Departamento de Ingeniería de Petróleo y Geosistemas y director del Centro de Ingeniería de Petróleo y Geosistemas en la Universidad de Austin en Texas (UT; EE.UU.), apunta a que ahora se tiene un álcali que trabaja en salmuera con alta dureza, lo que permite llevar a cabo inyecciones ASP sin ablandamiento del agua. También se tienen surfactantes ramificados disponibles a un costo relativamente bajo y se tiene desarrollado un proceso para utilizar sulfatos, a diferencia de los sulfonatos, se pueden emplear a temperaturas elevadas.

I.8.3. Otro Nuevo Trabajo.

Otro investigador CEOR destacado es Samuel Rosen, quien es vicepresidente y director técnico de Oil Chem Technologies, Inc. en, Texas, EE.UU. Oil Chem. Ha estado trabajando desde 1995 en CEOR y actualmente cuenta con 20 proyectos activos con una recuperación anual de hasta un millón de barriles de petróleo. Hasta la fecha, la compañía ha logrado inyectar más de 50 millones de libras de surfactantes en los proyectos de campos petroleros en todo el mundo.

Actualmente se esta empezando a mirar a glicéridos de muy alto peso molecular (C18-C24) a partir de aceites vegetales como la colza, girasol, cártamo, hierba de la pradera, y otro del que no se puede hablar todavía. Ellos pueden ser usados para hacer surfactantes viscoelásticos que le pueden dar la viscosidad en los yacimientos con alta salinidad y temperaturas donde los polímeros no van a funcionar. Los Surfactantes Viscoelásticos de hecho buscan al aceite en vez de quedarse en la solución en el agua y son llamados **'surfactantes inteligentes'**". También se utilizan para hacer nuevos éter sulfonatos aniónicos que son resistentes a la salinidad y temperaturas elevadas.

Oil Chem Technologies está desarrollando cinco líneas principales de Surfactantes Viscoelásticos (SV) para su uso en función del tipo de aceite, el pH, dureza del agua, y la temperatura en el sistema del yacimiento. Berger estima que la línea actual de la compañía de los surfactantes se utiliza en aproximadamente el 80% de los proyectos en todo el mundo CEOR actuales. La compañía también ha desarrollado surfactantes para la recuperación de petróleo de los yacimientos de petróleo pesado, y para yacimientos que tienen altas concentraciones de sólidos disueltos totales y altas temperaturas.

I.8.3.1. Surfactantes Inteligentes o Viscoelásticos (SV).

Surfactantes viscoelásticos (SV) de Oil Chem, forman soluciones viscoelásticas de los fluidos de inyección con concentraciones del orden de 0,1-1,0%, lo que reduce la tensión interfacial por debajo de 0.01 (milinewtons / metro). Desviando los fluidos de inyección a los sitios que contienen petróleo mediante la reducción de viscosidad, ya en contacto con el aceite, permitiendo que los fluidos de inyección fluyan en porciones que contienen petróleo en el yacimiento, también exhiben una alta estabilidad térmica. Son particularmente útiles cuando se utiliza solo en formaciones con altas temperaturas y salinidades; se utilizan también con polímeros. A diferencia de los polímeros, no son permanentemente degradados por alto cizallamiento, aunque el cizallamiento convierte sus micelas de forma de gusano a una forma esférica, este proceso es reversible. Se vuelven menos viscosos bajo cizallamiento, pero su viscosidad es devuelta cuando el cizallamiento se elimina. En la **Figura I.14** se muestra la estructura molecular de un surfactante viscoelástico.

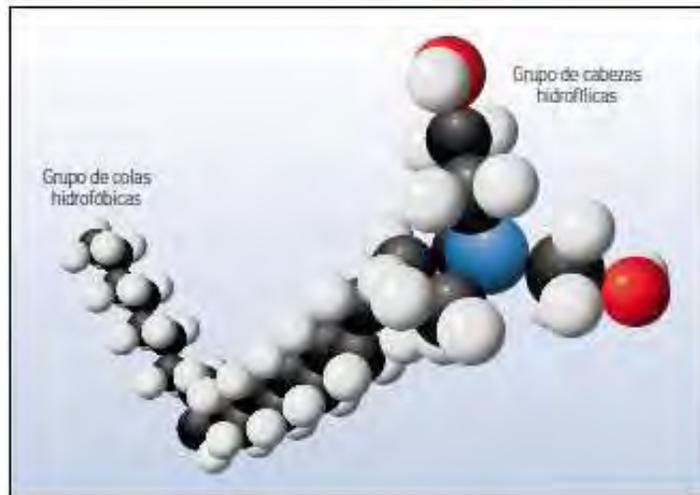


Figura I.14. A nivel molecular exhiben una estructura de cabezas hidrofílicas bien definida adosada a una sección articulada con un extremo hidrofóbico.

Hay una buena razón para que las compañías petroleras tengan cuidado con CEOR. "El retorno de la inversión es lento y es un riesgo financiero enorme", señala Bob Krueger, director de negocios globales en campos petroleros, por Stepan. "Una empresa puede gastar US \$ 50 millones en equipos de bombeo y los productos químicos y no ver la primera vuelta de la inversión durante 24 meses. En comparación, se tarda unos cinco días para perforar 10.000 pies de altura". Sin embargo, con moléculas nuevas y más eficientes que logran un mayor sentido económico que antes, CEOR es claramente lento pero seguro de alterar la industria de los surfactantes.

MARCO TEÓRICO

II.1. Clasificación de los Surfactantes^{29, 30}.

Existe una gran variedad de surfactantes, y se pueden clasificar de distintas formas. Tomando en cuenta la estructura química del grupo hidrofílico se dividen en aniónicos, catiónicos, no iónicos y anfótericos.

Los surfactantes aniónicos se disocian en un catión y un anión anfífilo; son los de mayor producción a nivel mundial. El anión anfífilo es por lo general un parafina lineal con un grupo polar en el extremo, principalmente los carboxilatos ($-\text{COO}^-$), sulfonatos ($-\text{SO}_3^-$), sulfatos ($-\text{OSO}_3^-$), fosfatos ($-\text{OPO}(\text{OH})\text{O}^-$), etc. Los cationes más comunes son los iones de sodio, potasio, amonio, calcio y algunos amonios. Los surfactantes aniónicos son comúnmente usados en procesos de recuperación mejorada debido a que exhiben relativamente baja adsorción en formaciones de areniscas.

El grupo de surfactantes catiónicos se disocian en un anión y un catión anfífilo, la carga positiva en la parte polar de la molécula proporciona al surfactante una fuerte actividad en superficies de carga negativa, permiten la formación de emulsiones que pueden ser rotas al ponerlas en contacto con sustratos de carga negativa. Algunos presentan propiedades bactericidas. Están conformados mayoritariamente por moléculas donde el átomo de nitrógeno tiene una carga positiva, como en aminas cuaternarias, imidazolinias y piridinas, entre otros. Pueden adsorberse fuertemente en una roca arenisca; además, no son generalmente usados en formaciones de arenas pero son comúnmente usados en formaciones carbonatadas para cambiar la mojabilidad, de una mojabilidad preferente al aceite a una mojabilidad preferente al agua.

Los surfactantes no iónicos son aquellos que en solución acuosa no se disocian, la parte polar está conformada principalmente por cadenas de varios grupos etoxilos (distinguiéndose los alquilfenoles y alcoholes etoxilados), alcanolamidas, oxiamidas, sulfóxidos, derivados de carbohidratos (los cuales son biodegradables), copolímeros de óxido de etileno y óxido de propileno, entre otros. Son frecuentemente utilizados en detergencia a bajas temperaturas y como emulsificantes, siendo compatibles con los otros tipos de surfactantes. Los surfactantes no iónicos sirven principalmente como cosurfactantes para mejorar el comportamiento del sistema de fases. Aunque son más tolerantes a la alta salinidad, su función para reducir la tensión interfacial no es tan buena como los surfactantes aniónicos.

Los surfactantes anfótericos son aquellos anfífilos que poseen un grupo polar aniónico y uno catiónico, siendo el pH del medio el que define el comportamiento aniónico o catiónico del mismo; son compatibles con casi todas las demás clases de surfactantes aunque poco solubles en solventes orgánicos. Son usados en la forma de bataínas ($-\text{N}^+(\text{CH}_3)_2\text{CH}_2\text{COO}^-$), sulfobetainas ($-\text{N}^+(\text{CH}_3)_2\text{CH}_2\text{SO}_2^-$), aminopropionatos, entre otros. Sus efectos son mucho más suaves sobre la piel que otros surfactantes, son poco irritantes, por lo que son usados en formulaciones farmacéuticas. Tales surfactantes están a temperatura y salinidad tolerante, pero son muy costosos.

Las propiedades de los surfactantes, que los diferencian de otros compuestos químicos, están basadas en dos fenómenos fundamentales, la capacidad de adsorberse en las interfases y su tendencia a asociarse en agregados llamados micelas.

Debido a la dualidad estructural del surfactante, éste no puede satisfacer su doble afinidad en el seno de un solvente polar ni en uno apolar, a menos que la molécula de surfactante se sitúe en una interfase (agua-aire, agua-aceite), colocando su parte polar en el agua y la hidrofóbica en el aire o en el aceite. En el caso de la interfase agua-aceite, una vez saturada la interfase, la distribución del surfactante en cada fase dependerá del balance entre el grupo hidrofílico y el hidrofóbico que lo componen. Desde un punto de vista energético, la energía libre de una molécula de surfactante es menor en la interfase que en seno de la solución por lo que tiende espontáneamente a ubicarse en la interfase, a adsorberse en ella. Este fenómeno es responsable de la actividad superficial de los surfactantes, de la reducción de la tensión superficial, que favorece la deformación y ruptura de la interfase y la formación de sistemas dispersos como emulsiones o espumas, entre otros.

En interfases sólido-líquido se lleva a cabo también la adsorción, dependiendo principalmente de la atracción entre el grupo polar del surfactante y los grupos estructurales de la superficie sólida, que le pueden dar cierta carga parcial; el efecto hidrófobo y el entorno fisicoquímico del medio (pH, electrolitos, adición de alcoholes) determinarán también dicho fenómeno. Cualquiera sea la interfase, sólido-líquido, líquido-líquido o gas-líquido, la adsorción es un equilibrio dinámico, entre las moléculas adsorbidas y la de los alrededores.

II.2. Clasificación de Surfactantes en Procesos de Recuperación Mejorada³⁰.

Entre los diversos surfactantes aniónicos, los sulfonatos han sido extensamente usados en procesos de recuperación mejorada durante los últimos 50 años. En este capítulo, se describen varios sulfonatos usados para la recuperación de aceite.

II.2.1. Sulfonatos de Petróleo.

Muchas de las formulaciones de surfactantes para EOR contienen sulfonatos de petróleo. Estos sulfonatos fueron fabricados de ciertos productos de refinería. En operaciones de refinería, el extracto de furfural de las operaciones de lubricación del solvente se consideró una materia prima atractiva para la preparación de sulfonatos para la recuperación de petróleo. Históricamente, los sulfonatos usados en procesos de recuperación mejorada vinieron como un subproducto de la fabricación de aceite blanco. La existencia de aceite lubricante que fueron sulfonados para remover los componentes aromáticos. En vista de la demanda limitada de lubricantes de aceite, el sulfonato de petróleo escaseaba. Con el fin de incrementar los suministros de sulfonato de petróleo, se requiere un método de bajo costo.

A principios de los años 70, los sulfonatos de petróleo fueron preparados con la sulfonación de fracciones de gas y aceite con ácido sulfúrico. Este proceso causa un problema de eliminación de lodos. Para evitar este problema, las fracciones de gas y aceite fueron sulfonadas con trióxido de sulfuro. El proceso fue caro. Finalmente, el aceite crudo fue sulfonado con trióxido de sulfuro para proporcionar un proceso más rentable. A mediados de los años 70, Marathon oil Company desarrollaron sulfonatos de petróleo para un proceso de sulfonación de aceite. Estos sulfonatos han sido usados para recuperación mejorada en varios proyectos de Pensilvania e Illinois.

II.2.2. Sulfonatos Sintéticos.

Los sulfonatos sintéticos pueden conducir a grandes mejorías en la recuperación mejorada por inyección de surfactantes. Estos sulfonatos son más caros, pero se ha reportado que son más efectivos para el desplazamiento de aceite. Además, los sulfonatos sintéticos tienen una mejor resistencia a los iones metálicos en solución (particularmente Ca^{++} y Mg^{++}). En términos de historia general, los sulfonatos sintéticos fueron introducidos durante la segunda guerra mundial, pero sus productos no llegaron a ser comercialmente viables sino hasta después de los años 40. El primer surfactante sintético comercialmente importante fue el sulfonato Alkyl Benceno. La materia prima de olefinas y aromáticos han sido las principales fuentes para la preparación de alquilatos. Estos alquilatos fueron sulfonados ya sea con trióxido de azufre o ácido sulfúrico. Suntech Inc. desarrolló un procedimiento de neutralización del producto con sosa caústica, que minimizó la cantidad de agua usada en el proceso.

Varias compañías utilizaron surfactantes sintéticos para procesos de recuperación mejorada. Los surfactantes sintéticos más caros también están siendo utilizados como aditivos. En este caso, una parte de los sulfonatos de petróleo preparados por la sulfonación de gas y aceite o aceite crudo son reemplazados con sulfonatos sintéticos. Las variadas formulaciones de sulfonatos de petróleo y sulfonatos sintéticos han resultado una mejoría para la recuperación de aceite.

II.2.3. Sulfonatos Etoxilatos.

Los resultados de laboratorio y pruebas de campo indican que la variedad de formulaciones de surfactantes consisten de un sulfonato de petróleo y un sulfonato etoxilado o alcohol que pueden mejorar la recuperación de aceite así como incrementar la tolerancia a la salinidad. Los sulfonatos etoxilados también llevan a una mayor flexibilidad para el diseño de sistemas de fluidos porque el grado de etoxilación o la longitud de la cadena se pueden variar para ajustar la viscosidad. La condensación de alcoholes grasos y óxido de etileno rinde para los surfactantes no-iónicos, que son buenos emulsionantes y bajo espumantes. Los alcoholes sulfonados son excelentes espumantes tal como las versiones sulfonadas de los surfactantes no-iónicos. Los sulfonatos etoxilados son también conocidos como sulfonatos de alcohol éter.

Recientemente, Texaco utilizó un alcohol etoxilado como cosurfactante en formulaciones de recuperación mejorada. Estas formulaciones han resultado en un mejoramiento de la recuperación de aceite y permiten ser adaptables a una mayor salinidad y temperatura. Investigadores anteriores han demostrado que mediante la sustitución de sulfonatos de petróleo con el sulfonato etoxilado EOR-200, la salinidad óptima se puede aumentar hasta un máximo de 32% de salmuera NaCl. Esto demuestra que la mezcla de sulfonatos de petróleo y el sulfonato etoxilado o de formulaciones de alcohol son candidatos prometedores para yacimientos que tienen agua de formación con un alto grado de salinidad.

II.3. Concentración Micelar Crítica (CMC).

Desde que comenzaron los estudios de surfactantes en solución, se evidenció que muchas de las propiedades que dependen del tamaño y número de moléculas, cambiaban de forma inusual en la concentración, tal como se muestra en la **Figura II.1**. Al añadir un surfactante a un líquido, este se posiciona en la interfase gas-líquido y en el seno de la solución; cuando la concentración de surfactante aumenta, se produce la saturación del área interfacial.

A partir de cierta concentración, llamada *concentración micelar crítica (CMC)* ocurre la asociación de las moléculas de surfactantes en agregados coloidales llamados micelas, donde se orientan de tal forma que la parte no afín a la naturaleza del solvente se sustrae de éste. En esta concentración se produce la variación de las propiedades mostrada en la **Figura II.1**; por ejemplo, la fuerte variación en la conductividad de la solución, o el rápido aumento de la turbidez de solución, hechos que se interpretan como evidencia del inicio de la formación de micelas a partir de moléculas no asociadas (monómeros).

Para determinar la concentración micelar crítica se puede usar cualquiera de estas propiedades, sin embargo, las más comúnmente usadas son la conductividad eléctrica (solo surfactantes iónicos) y la tensión interfacial (todos tipos de surfactantes).

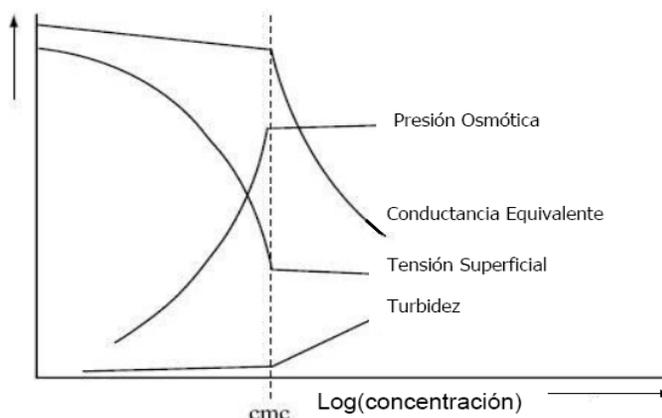


Figura II.1. Cambios en la Dependencia del Concentración de Surfactante de Varias Propiedades.

El adjetivo crítico sugiere que se trata de una forma de transición de fase, la cual puede asemejarse a una "micro-precipitación". Conviene destacar cuatro propiedades fundamentales:

1. Encima de la CMC, toda molécula adicional de surfactante se adiciona dentro de las micelas, y la concentración de surfactante en estado molecular "monomérico" o no asociado, queda prácticamente constante; sin embargo cabe destacar que el equilibrio monómero-micela es de tipo dinámico; es decir, que existe un intercambio permanente de moléculas entre las micelas y la fase acuosa.
2. La dimensión de las micelas (10-100Å) y el número de moléculas por micela o número de agregación; depende del tipo de surfactante y del ambiente físico-químico (electrolito, alcohol, temperatura).
3. La tensión superficial e interfacial de un sistema que contiene un surfactante puro no varían cuando la concentración de este último sobrepasa su CMC; en otros términos, se puede decir que un exceso de micelas no cambia en nada a la actividad superficial o interfacial. Sin embargo, la magnitud de los fenómenos de solubilización micelar varía con la cantidad de micelas.
4. Debajo de la CMC; las propiedades termodinámicas de las soluciones de surfactante (*presión osmótica, descenso croscópico, etc.*), siguen leyes ideales o regulares del mismo tipo de aquellas soluciones que contienen un soluto de gran dimensión molecular. Por el contrario, encima de la CMC se observa un comportamiento fuertemente no-ideal y una actividad casi constante; en ciertos casos extremos, se pueden aun obtener estructuras de tipo gel o cristal líquido, con apenas algunos porcientos de surfactantes, lo que indica que existen interacciones muy fuertes.

II.4. Efecto de los Surfactantes³¹.

II.4.1. Efecto del Tipo de Surfactante y pH en la Adsorción sobre Superficies de la Roca.

Es bien sabido que la estructura del surfactante afecta la adsorción sobre superficies de la roca. Tradicionalmente, los surfactantes aniónicos no eran considerados para carbonatos debido a su alta adsorción. Sin embargo, el aumento del pH reduce enormemente la adsorción de surfactantes aniónicos en las superficies de carbonato. Se ha observado que el uso de carbonato de sodio como un álcali invierte la carga de la superficie de la calcita de positivo a negativo, llevando a una menor adsorción de surfactantes aniónicos. Curiosamente, lo mismo no se observó cuando el hidróxido de sodio se utilizó como álcali. Sin embargo, el álcali debe ser desarrollado y evaluado. Algunos surfactantes aniónicos han demostrado baja retención de surfactante en carbonatos, incluso sin álcali.

Para areniscas, la adsorción del surfactante depende más de las superficies de arcilla que sobre la superficie de cuarzo. La sílice está cargada negativamente a condiciones de yacimiento y expone una insignificante adsorción de los surfactantes aniónicos a alto pH. A pH neutro, las arcillas tienen una carga negativa en las caras y una carga positiva en los bordes. Los bordes presentan características de carga dependiente del pH, y por lo tanto se espera que se invierta su carga a un pH de aproximadamente de 9. La adsorción del surfactante sobre areniscas resulta principalmente de la presencia de arcillas.

II.4.2. Efecto del pH en la CMC³².

Actualmente los surfactantes industrialmente importantes constan de (alquilo de cadena larga) sales de ácidos fuertes, se podría esperar que el pH en este tipo de solución tendría relativamente pequeño efecto, sobre la CMC.

A diferencia de las sales de ácidos fuertes, los surfactantes de jabón carboxilato exhiben una sensibilidad significativa al pH. El grupo carboxilato varía con el pH de la solución, dando lugar a cambios significativos en la CMC. Un resultado similar se observó para las sales catiónicas de alquilamonio, resultando en una disminución de la CMC.

Es de esperar que el pH no tenga ningún efecto sobre la CMC de surfactantes no iónicos. Poco se puede encontrar en la literatura referente a tales efectos; sin embargo, un número de sistemas de surfactantes anfótericos muestran sensibilidad al pH. A pH bajo, los materiales que contienen carboxilo y grupos amina actuarían como surfactantes catiónicos, mientras que a pH alto la actividad sería aniónico. La sensibilidad al pH de los surfactantes anfótericos variará de acuerdo con la estructura específica de los materiales.

II.4.3. Efecto de la Temperatura en la CMC.

Los efectos de los cambios de temperatura en la CMC de surfactantes en solución acuosa se ha encontrado que es bastante complejo. Se encuentra; por ejemplo, que la CMC de la mayoría de los surfactantes iónicos pasa a través de un mínimo, tal como se varíe la temperatura desde 0 °C a 60 o 70 °C.

Materiales no iónicos y anfótericos no son tan predecibles, aunque se ha encontrado que algunos materiales no iónicos alcanzan una CMC mínima alrededor de los 50 °C Cuando uno considera las posibles razones de los efectos observados en la temperatura con la CMC. El aumento de temperatura tiene dos efectos contrapuestos, por un lado disminuye la hidratación de grupo hidrofílico lo cual favorece la formación de micelas y por otro se desarregla la organización del agua sobre la cadena hidrofóbica lo que desfavorece la micelización

En los surfactantes no iónicos con cadenas del tipo óxido de etileno un aumento de temperatura disminuye la CMC debido a que disminuye la hidrofiliidad de estos grupos. De hecho, el aumento

paulatino de temperatura puede hacer que el surfactante se separe de la fase acuosa, pues la disminución de la CMC y el aumento del número de agregación hacen que las micelas alcancen un tamaño tal, que macroscópicamente causan la turbidez de la solución y luego al crecer tanto, pueden sedimentar por efecto de la gravedad. La temperatura a la cual el surfactante no iónico inicia la separación de la fase acuosa se denomina punto de turbidez.

II.4.4. Efecto de los Surfactantes sobre la Concentración de Cationes Divalentes.

Las rocas almacén contienen en general caliza o bien arenisca cementada con arcillas. En ambos casos contienen iones Ca^{++} que han estado en equilibrio con la salmuera connata. Al inyectar una nueva fase acuosa, se produce en general un nuevo equilibrio físico-químico, el cual puede resultar en un intercambio de iones entre la solución inyectada y la roca. Esto ha sido un problema principalmente para los surfactantes tradicionales tales como sulfonatos de petróleo y sulfonatos de alquil benceno. Se ha observado que los surfactantes con óxido de etileno en la estructura muestran relativamente alta tolerancia a los cationes divalentes. Si tal fenómeno resulta en la desorción de cationes tales como el Ca^{++} o el Mg^{++} que puede producir la precipitación de una parte de los sulfonatos. En todo caso, esta desorción tiende a cambiar la salinidad de la solución inyectada, es decir que cambia la formulación. Para eliminar este problema se inyecta un cierto volumen de agua antes de inyectar la solución de surfactante. Tal proceso de pre-lavado (preflush) con un agua de salinidad semejante a la solución de surfactante a inyectar debe producir la desorción de los cationes divalentes antes del contacto con la solución de surfactante.

II.5. Mantenimiento de la Formulación Óptima^{30, 33, 34}.

Se ha discutido en otra parte que se obtiene una tensión interfacial ultra baja sólo cuando se cumple una condición muy estricta; tal como la salinidad óptima. Una desviación del 10% del valor de esta variable puede hacer subir la tensión de 0,0001 dina/cm hasta 0,1 dina/cm; en términos de recuperación esto significa pasar del éxito al fracaso.

II.5.1. Salinidad Óptima.

Se ha demostrado que la tensión interfacial es fuertemente dependiente de la salinidad de la fase acuosa, y en una concentración de sal óptima la tensión interfacial se aproxima a su valor mínimo.

Una concentración de surfactante y de salinidad específica se requiere para la formación de tensión interfacial ultra baja. A medida que la concentración de sal es variada en la fase acuosa, el coeficiente de partición del surfactante entre el aceite y el agua se altera, lo que parece ser responsable de la tensión interfacial ultra baja. En la **Figura II.2**, se muestra el efecto de la sal en la tensión interfacial y el coeficiente de partición.

La concentración de surfactante en la fase aceite aumenta cuando se incrementa la concentración de sal en la fase acuosa. En bajas concentraciones de sal, la mayor parte del surfactante permanece en la fase acuosa y; por tanto, una muy pequeña de esas particiones permanece en interfaz o fase aceite. A concentraciones elevadas de sal, el surfactante preferentemente se disuelve en la fase aceite y; por tanto, muy pocas de esas particiones permanece en la interfaz o fase acuosa. En concentración intermedia; la concentración de surfactante es la misma tanto en aceite como en el agua. Esta concentración de sal intermedia se denomina salinidad óptima.

En la salinidad optima la concentración de surfactante es mayor en la interface agua-aceite que presumiblemente produce la menor tensión interfacial. El coeficiente de partición en la salinidad óptima se encontró también en la unidad. Si se mide la tensión superficial de la fase salmuera equilibrada, un mínimo de la tensión superficial se produce también en la salinidad óptima (línea discontinua en la **Figura II.2**).

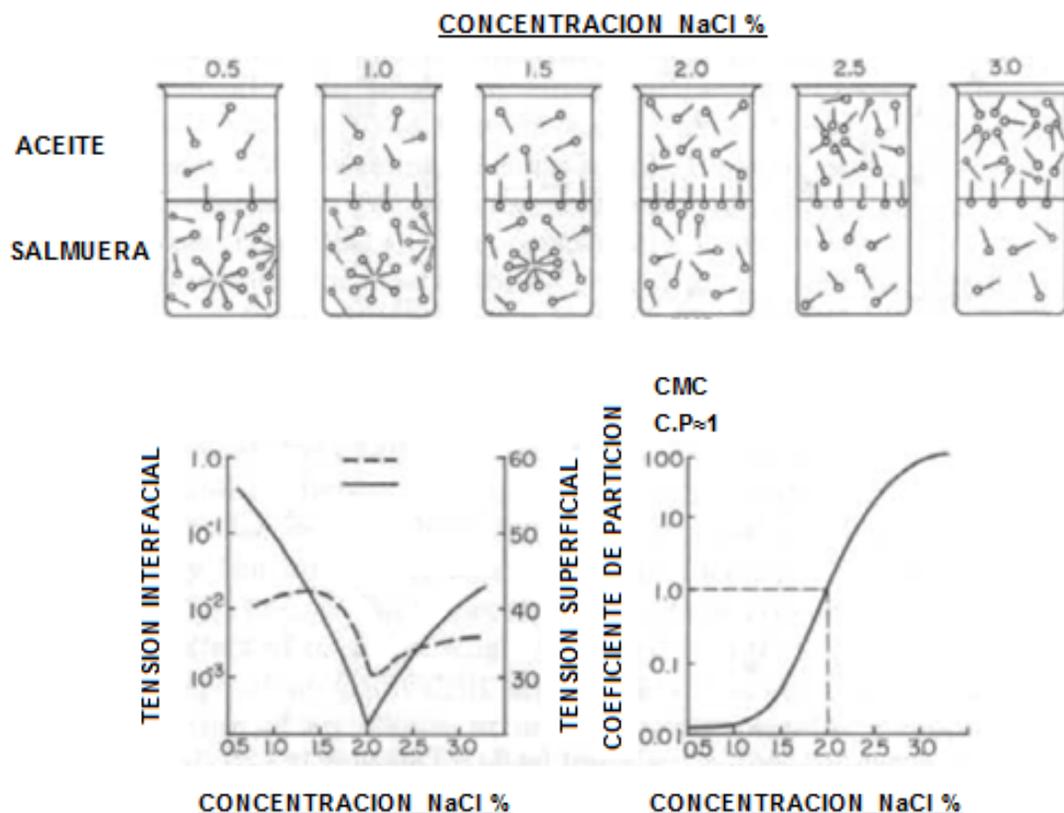


Figura II.2. Mecanismo Molecular del Efecto de la Concentración de Sal Sobre la Tensión Interfacial y la Tensión Superficial.

Las secciones anteriores han mostrado que existen muchos factores cuyo efecto no se puede controlar sin un conocimiento extremadamente preciso de las condiciones locales del yacimiento. Conocer de manera precisa la información adecuada sobre el yacimiento requeriría perforar numerosos pozos con fines de muestreo, lo que representa un costo demasiado alto

Es necesario flexibilizar el proceso para que pueda tolerar un error del 30-40% en la formulación. Ya que la formulación óptima misma está definida de manera muy precisa, la única forma es variar la formulación de manera continua de un extremo a otro del tapón de surfactante de tal forma que; a pesar de las alteraciones posibles, se encuentre exactamente a la formulación óptima en alguna parte del tapón.

Para tales fines se ha desarrollado el método llamado *gradiente de salinidad*, en el cual la salinidad del tapón del surfactante varía del frente a la cola de manera continua. En el frente la salinidad es netamente más alta que el valor calculado como óptimo, en la cola es netamente más bajo. A pesar de que las condiciones estén un poco alteradas por los fenómenos de transferencia, adsorción e intercambio iónico, alguna parte del tapón producirá una formulación capaz de exhibir una tensión ultra baja y por lo tanto capaz de movilizar el aceite.

II.6. Mecanismos de Desplazamiento de Aceite por Inyección de Surfactantes.

II.6.1. Fuerzas Capilares y Número Capilar.

Al término de la inyección de agua, el aceite residual se cree que está en forma de burbujas inmóviles distribuidas a través de los poros de la roca del yacimiento. Las dos mayores fuerzas actuando en estas burbujas inmóviles son las fuerzas capilares y las fuerzas viscosas. Un número de investigadores han correlacionado la relación de viscosidad a las fuerzas capilares con la eficiencia de recuperación de aceite en medios porosos. La **Figura II.3**, muestra tal correlación entre el número capilar y la saturación de aceite residual en un medio poroso.

El objetivo principal de la inyección de surfactante es reducir la saturación de aceite residual, que está estrechamente relacionado con el número capilar. El análisis de un modelo de doble porosidad produce el siguiente grupo adimensional de parámetros, que es la relación de las fuerzas viscosas y de las fuerzas capilares.

$$N_c = \frac{F_v}{F_c} = \frac{v\mu}{\sigma \cos\theta}$$

Donde; F_v y F_c son las fuerzas viscosas y capilares, respectivamente; v es la velocidad del fluido desplazante; μ es la viscosidad del fluido desplazante; y σ es la tensión interfacial entre el fluido desplazante y el fluido desplazado.

El grupo adimensional es conocido como número capilar (N_c). Un conjunto de unidades consistentes es utilizado para que el grupo sea adimensional. Por ejemplo, v está en m/s , μ en $mPa \cdot s$, y σ en mN/m o $dyna/cm$.

Numerosos experimentos se han realizado para correlacionar el número capilar con la saturación residual en un medio poroso. La mayor parte de los datos consisten en mediciones de saturaciones residuales cuando una fase no mojante (aceite) es desplazada por una fase mojante (agua sin

surfactante). Existen menos datos para la captura de una fase mojante desplazada por una fase no mojante.

Es generalmente conocido que al término de la inyección de agua, el número capilar está en un rango de 10^{-6} a 10^{-7} . Como el número capilar aumenta, la eficiencia de desplazamiento del aceite también incrementa. Se informó que el incremento del número capilar por orden de 3 en magnitud se traduciría en un desplazamiento del 50% del aceite. Para desplazar el 100% de aceite del yacimiento, es necesario incrementar el número capilar por orden de 4 en magnitud. El valor crítico máximo del número capilar para un desplazamiento del 100% fue reportado para ser del orden de 10^{-2} a 10^{-1} (**Figura II.3**). El número capilar puede ser incrementado ya sea por el aumento de la fase acuosa viscosa (μ_w) y el gasto de flujo o por el decremento de la tensión interfacial entre el aceite y el agua. Entre estos parámetros, un cambio en el número capilar del orden de 3-4 en magnitud puede ser logrado reduciendo la tensión interfacial. La tensión interfacial entre el aceite y el agua está generalmente en el rango de 20-30 dinas/cm. Utilizando una apropiada formulación de surfactante, esta tensión puede ser reducida a 10^{-3} o 10^{-4} dinas/cm.

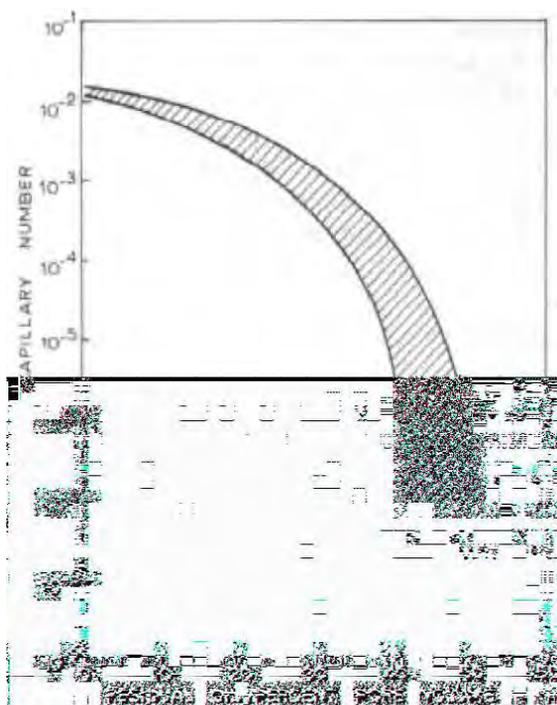


Figura II.3. Gráfica de la Correlación Entre Número Capilar y la Saturación de Aceite Residual.

II.6.2. Mojabilidad.

Se dice que un fluido moja en forma preferencial la superficie de un sólido cuando se adhiere y tiende a espaciarse sobre ella, en presencia de otros fluidos. La mojabilidad dictará la distribución

de los fluidos dentro del espacio poroso, la cual a su vez afectará el desplazamiento de un fluido por otro.

Una serie de trabajos de investigación se ha publicado sobre el papel de la mojabilidad de la roca en relación con el desplazamiento del petróleo. La mayoría de estos estudios indicaron que la mojabilidad de las superficies de la roca puede ser cambiada mediante la adición de una sal simple, ácido o base. El hidróxido de sodio puede efectivamente cambiar las superficies rocosas de mojadas por aceite a mojadas por agua.

La **Figura II.4** ilustra el papel de la mojabilidad de la superficie sólida en los ganglios de aceite. Las superficies mojadas por aceite provocan un pobre desplazamiento de petróleo. La elección apropiada del surfactante puede alterar la capacidad de mojabilidad de la roca con el petróleo y la salmuera y se pueden crear condiciones favorables para el desplazamiento eficiente de petróleo. La recuperación de petróleo en la irrupción de agua en sistemas mojados por agua es mucho mayor que en los sistemas mojados por aceite.

Se ha informado que los constituyentes polares en el petróleo crudo juegan un papel importante en la determinación de la mojabilidad del yacimiento debido a su adsorción sobre las superficies de las rocas. El efecto de la mojabilidad sobre la eficiencia de desplazamiento del aceite durante la inyección de surfactante ha sido reportada bajo condiciones de yacimiento, donde una baja viscosidad aparente es necesaria para el control de la movilidad en sistemas mojados por agua.

Mojabilidad, Ángulo de Contacto y el Desplazamiento de Aceite.

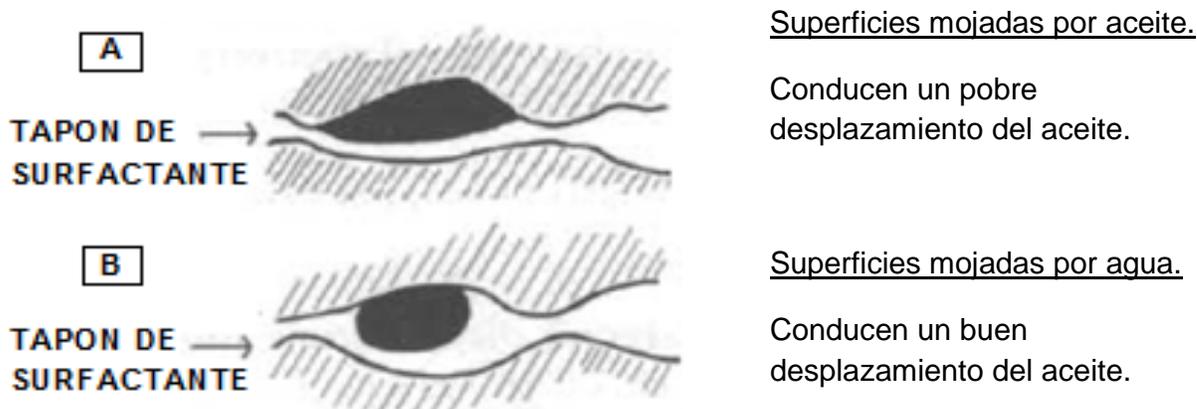


Figura II.4. Diagrama Esquemático del Papel de la Mojabilidad y el Ángulo de Contacto en el Desplazamiento del Aceite.

La elección apropiada del surfactante puede cambiar de A a B.

I.7. Fundamentos Teóricos³⁵⁻³⁸.

La producción de un yacimiento se basa en la construcción de modelos dinámicos que reflejen el comportamiento y características de los fluidos presentes en él, con el objeto de cuantificar volúmenes de hidrocarburo recuperables y por ende planificar de manera adecuada los procesos para su extracción exitosa. Inicialmente el desplazamiento del petróleo implica el empuje proveniente de la energía natural del yacimiento, pero a medida de que decrece su período de vida útil es necesario la implementación de ciertos procesos de recuperación mejorada para estimular y aumentar el rendimiento del mismo.

La mayoría de estos mecanismos tienen como objeto el control de la movilidad del aceite, puesto que se vincula con la capacidad de desplazamiento que puede poseer cualquier fluido inyectado en el yacimiento. Es así como, la razón de movilidad debe tender a valores menores a uno, lo cual garantiza que el fluido desplace presente un barrido óptimo, evitando que la fase desplazante se mueva más fácil en el medio poroso y con ello disminuyendo los problemas de canalización en el yacimiento.

Aunado a lo anterior, otro factor determinante para la eficiencia de desplazamiento es el número capilar, el cual establece la relación entre fuerzas viscosas y fuerzas capilares, y por ende a mayor número capilar mayor movilidad del aceite residual presente en los poros de la roca. De esta manera, la recuperación del petróleo se encuentra regida por ambos factores y por lo tanto, un cambio ya sea en la tensión interfacial, en la viscosidad del hidrocarburo o en las permeabilidades relativas puede ocasionar una estimulación o problema en la producción del yacimiento.

II.7.1. Modelo Físico.

Dependiendo al área de la física un modelo físico viene siendo prácticamente lo mismo que un modelo de la realidad, estos son utilizados para racionalizar, explicar y predecir fenómenos físicos a través de una teoría. A hora bien existen tres tipos de teorías físicas que son:

- ◆ Teorías aceptadas
- ◆ Teorías propuestas
- ◆ Teorías no aceptadas

Es importante denotar que existen teorías físicas que son desechadas por la observación, pero existen otras que no lo son. Ahora bien se conoce como teoría física al modelo de eventos físicos que no son aprobados por axiomas básicos. Es importante aclarar que una teoría física y un teorema matemático no son lo mismo, son completamente diferentes. En si los modelos de teorías físicas son la realidad y una declaración de lo que se observa así como la predicción de nuevas observaciones. En el área de ingeniería se conoce al modelo físico a las construcciones en escala reducida de obras de ingeniería para estudiar su comportamiento, y de esa manera pueda permitir

perfeccionar los diseños, antes de iniciar la construcción de las obras reales. El modelo físico en esta área también es conocido como modelo reducido.

II.7.2. Celda Hele-Shaw.

La precisa capacidad para predecir el desplazamiento en medios porosos representa un prerrequisito necesario para direccionar una serie de problemas en campo, es por eso que la celda Hele-Shaw se le ha encontrado aplicación en la industria del petróleo, ya que son modelos simplificados que ilustran el comportamiento de flujo cuando el aceite viscoso es expulsado por uno menos viscoso, como el agua. Especificando uno o varios puntos donde el agua es inyectada en la celda y algún punto donde el aceite es producido. Suponiendo que las dos fases son inmiscibles y que el agua reemplaza completamente al aceite a medida que frente avanza de un punto a otro, a esta unidad se le conoce como "eficiencia de desplazamiento", donde se quiere determinar ó optimizar la cantidad de aceite producido antes de que el agua irrumpa en el pozo productor.

La celda Hele-Shaw ha servido durante mucho tiempo como un modelo análogo de dos dimensiones, para explorar el patrón de desplazamiento de varios fluidos tanto miscibles como inmiscibles en un medio homogéneo e isotrópico. Aunque la celda Hele-Shaw es bastante diferente en estructura al medio poroso real, la investigación experimental ha mostrado que los patrones de digitación observados en la celda son bastantes similares a los observados en un medio poroso real. La celda también ha sido usada para estudiar desplazamientos en dos fases. Sin embargo, a pesar de una considerable cantidad de trabajos para la solución de tales problemas de flujo, una rigurosa derivación de las ecuaciones y de las condiciones de frontera no ha sido completada hasta la fecha.

El patrón en que los pozos productores e inyectores son organizados es un importante factor cuando usamos técnicas de recuperación mejorada. Una de las configuraciones comúnmente usadas es el patrón de 5 pozos (five spot), este patrón de 5 pozos se ha centrado entre los desplazamientos miscibles e inmiscibles, y en medios homogéneos y heterogéneos él cual consiste en cuatro pozos inyectores y un pozo productor en el centro (**Figura II.5**). La celda Hele-Shaw usada en estos experimentos fue de estructura cuadrada y un patrón de flujo diagonal, y se uso para simular el desplazamiento de aceite remanente por inyección de un surfactante en un patrón de 5 pozos.

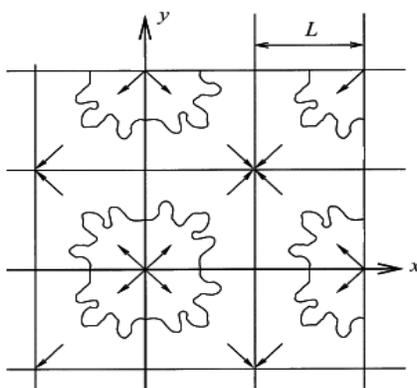


Figura II.5. Configuración de un Patrón de 5 Pozos.

Una celda Hele-Shaw es un simple dispositivo de laboratorio que consiste en dos placas paralelas de vidrio separadas por una muy pequeña distancia constante "b", mucho más pequeña que otra longitud del sistema. La configuración es tal que el flujo se convierte efectivamente en dos dimensiones y el potencial de condiciones de fronteras está situado en una frontera móvil, la interfase. En la configuración clásica la celda tiene una forma rectangular, con un ancho W y una longitud L (**Figura II.6**). El fluido es inyectado de un extremo de la celda y el otro fluido es extraído por el otro extremo.

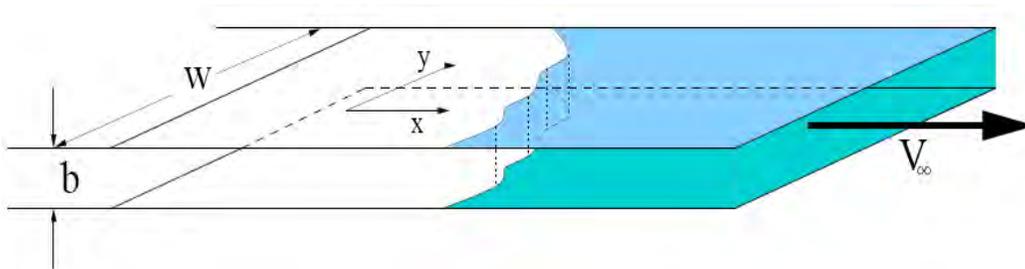


Fig. II.6. Configuración Rectangular de una Celda Hele-Shaw.

II.8. Desplazamiento de Fluidos Inmiscibles³⁹.

El petróleo crudo no tiene habilidad para salir por sí mismo de los poros de la roca del yacimiento en los cuales se encuentra, más bien sale por el empuje de un fluido asociado al petróleo como el gas, o por acumulación de otro fluido como el agua.

Este proceso, mediante el cual un fluido pasa a ocupar al lugar de otro en un medio poroso, se le conoce como desplazamiento. Generalmente los fluidos desplazantes son el agua y el gas, y el desplazado es el aceite. Para que exista el desplazamiento es necesario que el fluido desplazante disponga de más energía que el desplazado. A medida que se inyecta el primero, se va formando un frente de separación y se comienza a distinguir dos zonas en el yacimiento: una no invadida,

donde se va formando un banco de aceite debido al petróleo que se está desplazando hacia delante. Detrás de ese banco se tiene la zona invadida, formada por el fluido inyectado y el aceite remanente. En la **Figura II.7**, se muestran los tipos de desplazamiento y la descripción gráfica de las zonas; en la **Figura II.8**, se muestran los mecanismos de desplazamiento que actúan en una inyección de agua en un yacimiento homogéneo.

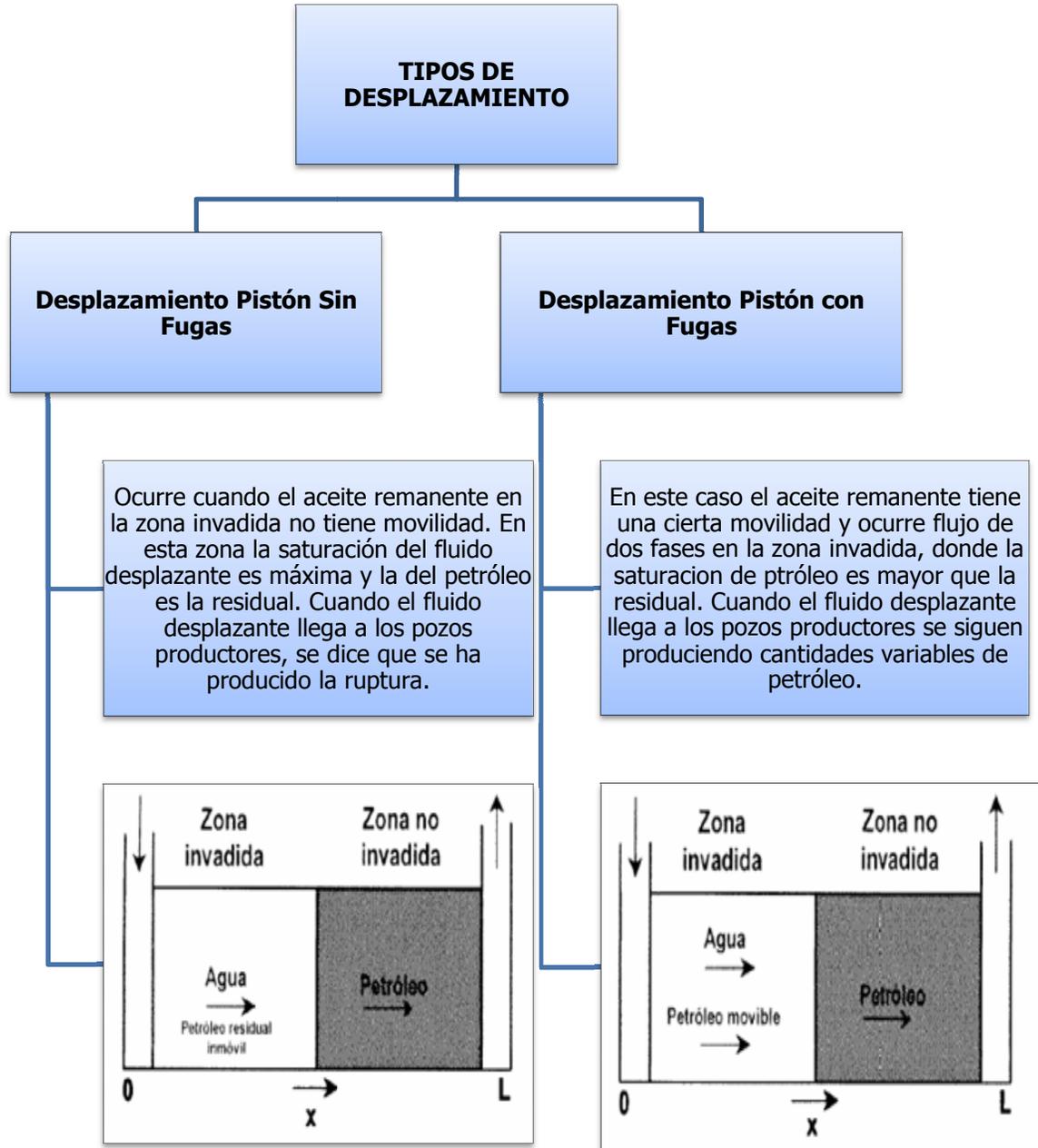
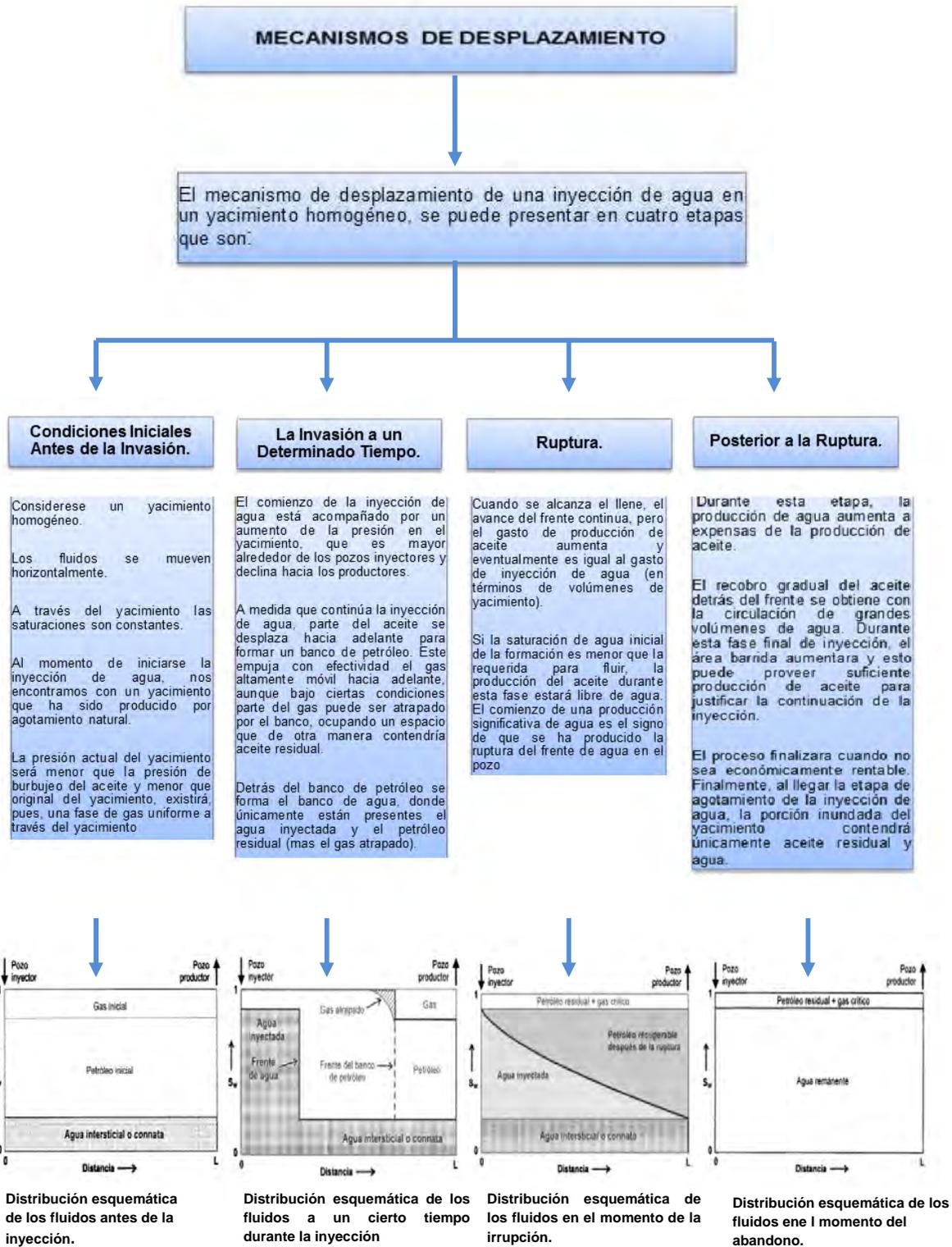


Fig. II.7. Tipos de Desplazamiento.



II.9. Teoría de Desplazamiento o Buckley & Leverett.

La teoría de Buckley y Leverett para estudiar el desplazamiento de un fluido no mojable por otro no mojable o viceversa, dicha teoría considera dos fluidos inmiscibles: desplazante y desplazado, y su desarrollo se basa en el concepto de permeabilidades relativas y en la idea de un desplazamiento tipo pistón con fugas; La teoría de un desplazamiento tipo pistón es sin duda una simplificación en el caso de un yacimiento sujeto a un barrido lineal, ya que si bien es cierto que detrás del frente existe una región de flujo de dos fases.

II.9.1. Ecuación de Flujo Fraccional.

En 1941, Leverett en su trabajo presentó el concepto de flujo fraccional. Comenzando con la bien conocida ley de Darcy para agua y aceite (para consultar la deducción de la ecuación ver apéndice A), él obtuvo:

$$f_w = \frac{1 - 0.488 \frac{k_o}{\mu_o} \frac{A}{q_t} \Delta \gamma \sin \theta}{1 + \frac{k_o \mu_w}{\mu_o k_w}}$$

Donde:

- k_o y k_w = Permeabilidad efectiva (aceite y agua respectivamente) en Darcy (D).
- μ_o y μ_w = Viscosidad (aceite y agua respectivamente) en centipoise (cp).
- q_t = Gasto total de fluido desplazante @c.y. (bl/día).
- A = Área (pg^2).
- α = Ángulo del echado de la formación medido a partir de la horizontal.

Para una mayor simplificación, cuando el desplazamiento ocurre en un sistema horizontal, esta ecuación se reduce a:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_o \mu_w}{\mu_o k_w}}$$

Esta ecuación es aplicable a un sistema horizontal, indica que para una roca dada, es decir, para un conjunto dado de características de permeabilidad relativa agua-aceite el valor de f_w depende de la magnitud de las viscosidades del aceite y del agua.

II.9.2. Ecuación de Avance Frontal.

En 1942, Buckley & Leverett presentaron un trabajo con el desarrollo de la ecuación de avance frontal. Considerando un pequeño elemento dentro de un medio poroso continuo, expresaron la diferencia entre el gasto de fluido desplazante al entrar a este elemento y el gasto al salir de él, en función de la acumulación del fluido desplazante. El desplazamiento de aceite por agua en una roca es similar al desplazamiento de un fluido en un cilindro por un pistón con fugas. Considerando un medio poroso homogéneo de sección transversal A , de longitud L y de porosidad ϕ como se muestra en la **Figura II.9**.

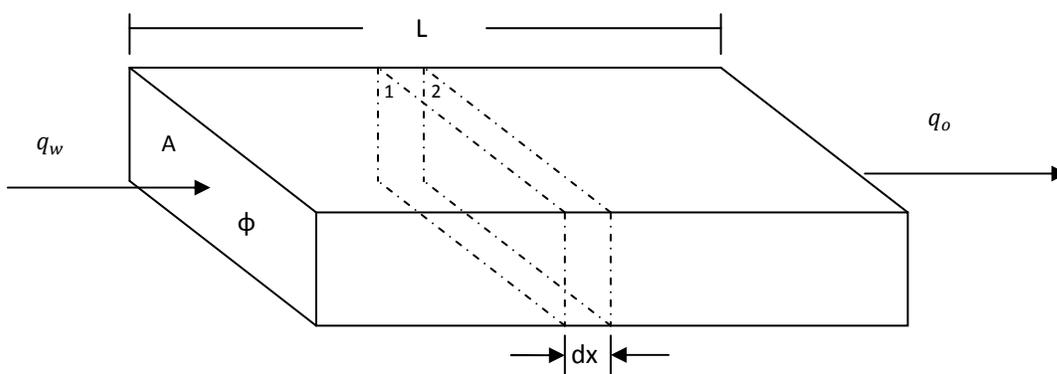


Figura II.9. Medio Poroso Homogéneo.

Transformando esta ecuación de balance de materia, puede obtenerse la ecuación de avance frontal.

$$\left(\frac{\partial L}{\partial t}\right)_{S_w} = \frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_t$$

En el apéndice B se presenta la deducción de esta ecuación. Las únicas suposiciones necesarias son: (1) no hay transferencia de masa entre las fases y (2) las fases son incompresibles.

La ecuación anterior puede integrarse para obtener:

$$L = \frac{W_t}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)$$

Donde L es la distancia total en la que se mueve el plano de saturación de agua dado.

Buckley y Leverett indicaron que la ecuación 2.6 puede usarse para calcular la distribución de saturaciones existentes durante la inyección de agua. El valor de $\partial f_w / \partial S_w$ es la pendiente de la curva del flujo fraccional contra la saturación de agua.

II.10. Digitación Viscosa⁴⁰.

La teoría de avance frontal de Buckley – Leverett supone que el desplazamiento inicial de aceite por el agua ocurre en forma de una interfase suave, sustancialmente recta. En 1951, Klinkenberg y Engelberts demostraron que en experimentos a escala, podría reducirse la existencia de digitaciones o corrientes discretas de agua desplazante en movimiento a través del aceite. Posteriormente, Van Meurs demostró la existencia de estas digitaciones mediante una hábil técnica experimental (**Figura II.10**). Demostró que aun en los sistemas de laboratorio, donde se tiene la precaución de garantizar la casi uniformidad de los medios porosos, hasta donde esto es posible, la tendencia hacia la formación de estas digitaciones aumenta a medida que se incrementa la relación de viscosidades agua-aceite.

En el yacimiento real, con complejas variaciones de permeabilidad y porosidad, ocurrirá un frente de inyección macroscópicamente no uniforme, muy similar a las digitaciones viscosas, no por otros motivos, si no a falta de la homogeneidad e isotropía del yacimiento.

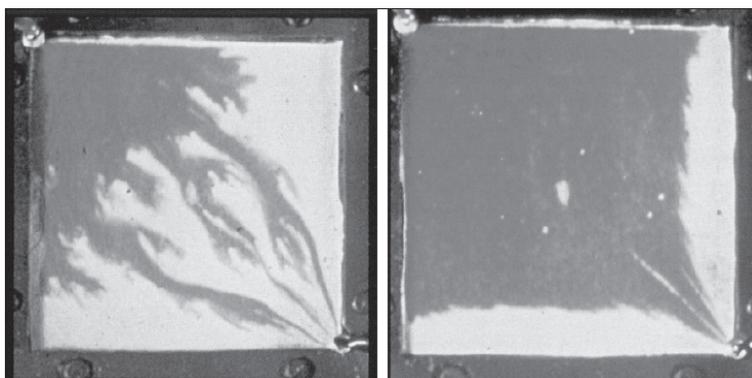


Figura II.10. Formación de Digitaciones Viscosas.

II.11. Razón de Movilidad⁴¹.

Una de las características más importantes de la inyección de fluidos es la razón de movilidad, M , la cual se define como la razón entre la movilidad de la fase desplazante (agua o gas) y la movilidad de la fase desplazada (aceite), y puede relacionarse con la conductancia en términos de la permeabilidad efectiva y de la viscosidad de los fluidos desplazante y desplazado. Así se tiene:

$$M_{D.d.} = \frac{\lambda_{\text{Desplazante}}}{\lambda_{\text{desplazado}}} = \frac{\left(\frac{k}{\mu}\right)_D}{\left(\frac{k}{\mu}\right)_d} \quad \text{Ecuación 1}$$

Si el agua desplaza al aceite:

$$M_{w.o.} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{\left(\frac{k}{\mu}\right)_w}{\left(\frac{k}{\mu}\right)_o} = \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w} = \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w} \quad \text{Ecuación 2}$$

De aquí en adelante, en el uso del término de razón de movilidad se considerara normalmente que la fase desplazante es el agua y el fluido desplazado es el aceite y se denotara simplemente como M, a menos que se indique lo contrario.

Existen diferencias entre este cociente de movilidades y las que aparecen en la ecuación de flujo fraccional y son las siguientes:

- a) En la ecuación de flujo fraccional la relación de k_{rw}/k_{ro} esta referida a un solo valor de S_w por tanto representará un solo punto en el yacimiento.
- b) En la ecuación 2, k_{rw} corresponde a la porción del yacimiento invadido con agua, mientras que k_{ro} está medida en el banco de petróleo, es decir, están medidas en dos puntos diferentes del yacimiento.

La ecuación 2 también muestra que la razón de movilidad es función de las permeabilidades efectivas, lo cual significa que también es función de las saturaciones de los fluidos.

De la definición de M, resulta evidente que existirán valores diferentes antes y después de la irrupción del frente de desplazamiento.

M, generalmente, se designa como favorable o no favorable, dependiendo de si es mayor o menor que uno.

- a) $M < 1$. El aceite fluye más que el agua y por lo tanto es más fácil para el agua desplazar el aceite; esta condición generalmente da como resultado altas eficiencias de barrido y una buena recuperación de aceite.
- b) $M = 1$. Las movilidades del aceite y del agua son las mismas y los fluidos encuentran la misma resistencia al moverse dentro del yacimiento.
- c) $M > 1$. El agua se mueve más fácilmente que el aceite y no es muy efectiva para desplazarlo.

II.12. Eficiencia de Barrido.

La eficiencia de desplazamiento es un factor microscópico determinado usualmente mediante pruebas de laboratorio de desplazamiento en sistemas lineales, y se calcula para determinar la saturación de aceite residual que queda detrás del frente de invasión.

II.12.1. Eficiencia de Barrido Areal, E_A .

Medida sobre un plano horizontal representativo del área del yacimiento, se define como el cociente del área puesta en contacto con el fluido inyectado a un tiempo determinado dividida entre el área del patrón.

$$E_A = \frac{\text{Área horizontal invadida}}{\text{Área horizontal total invadible}}$$

La **Figura II.11**; también permite definirla y muestra la posición del frente de invasión en sucesivos periodos hasta la ruptura, para un arreglo de 5 pozos.

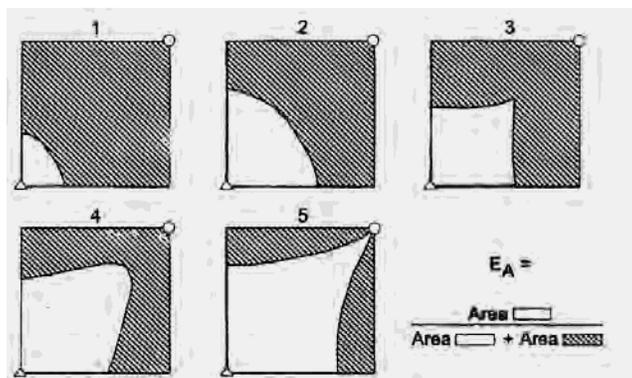


Figura II.11. Gráfico mostrando el Área horizontal Barrida a Diferentes Tiempos para un Arreglo de 5 Pozos.

E_A es fuertemente influenciada por la relación de movilidades y la presencia y tipo de heterogeneidades existentes en el yacimiento.

II.12.2. Eficiencia de Barrido Vertical, E_v .

Debido, principalmente, a la heterogeneidad del yacimiento, solo una fracción del área vertical del yacimiento es contactada por el fluido desplazante. Esta fracción, referida al área vertical total del yacimiento, se denomina eficiencia de barrido vertical.

$$E_v = \frac{\text{Área vertical invadida}}{\text{Área vertical total invadible}}$$

La eficiencia de barrido vertical también se denomina eficiencia de conformación o intrusión fraccional. La **Figura II.12** ilustra este concepto.

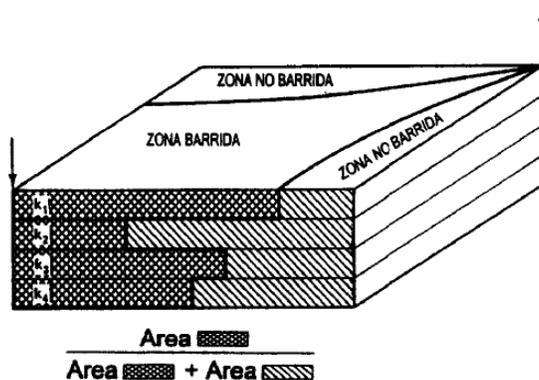


Figura II.12. Eficiencia de Barrido vertical

II.12.3. Eficiencia de Barrido Volumétrico, E_V .

Se define como la fracción del volumen total del yacimiento (e del arreglo) que es invadido o entra en contacto con el fluido desplazante, es decir, el cociente entre el volumen invadido y el volumen total del yacimiento. Esta eficiencia se calcula a partir de la cobertura con la cual ocurre la invasión vertical (debido fundamentalmente a la estratificación) y de la cobertura areal (debido básicamente al arreglo y espaciamiento de los pozos. Así, se tiene entonces:

$$E_v = \frac{\text{Volumen Invadido}}{\text{Volumen Total Invadible}}$$

La eficiencia de barrido volumétrico también se expresa como el producto de la eficiencia de barrido areal y la eficiencia de barrido vertical.

$$E_V = E_A * E_v$$

La **Figura II.13** ilustra la eficiencia de barrido volumétrico a un tiempo t de invasión.

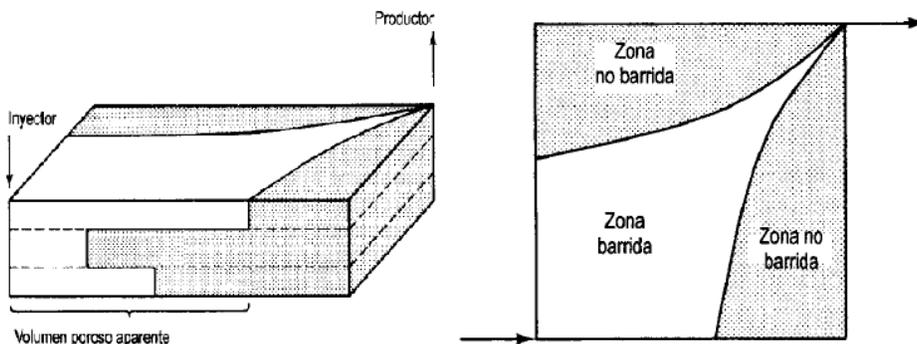


Figura II.13. Combinación de las Eficiencias Areal y Vertical.

DISEÑO EXPERIMENTAL

La declinación temprana de yacimientos ha ocasionado el auge de nuevas tecnologías que buscan mejorar el rendimiento del yacimiento. Es por ello, que dentro de la recuperación mejorada del petróleo se enmarcan los mecanismos de recuperación química, los cuales, tienden a disminuir la saturación residual de aceite e incrementar la eficiencia de desplazamiento. De esta manera, la inyección de surfactante reduce la tensión interfacial, aumentando el número capilar, así como la movilidad del banco de petróleo hacia los pozos productores.

En este estudio, una celda Hele-Shaw fue utilizada para observar el desplazamiento de aceite presente en la celda. El objetivo principal del experimento fue examinar el desplazamiento de aceite debido a la inyección de 9 tipos de surfactantes comparados con un caso base, que consistió en la inyección de agua, esto en base a la eficiencia de desplazamiento de cada uno de los experimentos realizados, utilizando un arreglo de 5 pozos en celdas porosas bidimensionales.

III.1. Hipótesis.

El desplazamiento de fluidos en medios porosos es un proceso sumamente complejo en donde las partículas en movimiento siguen rutas aleatorias, a través de los poros. Este fenómeno ha sido estudiado científicamente, por más de un siglo. Mediante la experimentación sistemática en el laboratorio, se ha tratado de establecer las leyes fundamentales que gobiernan el movimiento de los fluidos. Sin embargo; el problema ha sido resuelto solo en forma parcial todo lo que se ha logrado es el establecimiento de modelos matemáticos simplificados que solo son aproximaciones de la realidad.

En la actualidad, la investigación básica del flujo de fluidos en medios porosos ha tenido un auge sin precedentes debido a la alta demanda de petróleo y agua, en esta área participan ingenieros petroleros, químicos, físicos y matemáticos de diversos centros de investigación. Se piensa que las publicaciones y reportes que se generen, traerán ideas que cambiarán muchos conceptos y modelos actuales. Es indudable que todas estas técnicas tendrán un fuerte impacto en el área de explotación de yacimientos petrolíferos.

En el laboratorio de recuperación de hidrocarburos, de la Subdirección de Exploración y Producción del IMP, se diseñó y se construyó una novedosa celda bidimensional que permite observar directamente el movimiento de los fluidos y que tiene la ventaja de representar, el flujo de los fluidos en medios porosos naturales.

Debido a que existen diferencias fundamentales con las celdas Hele-Shaw, estas celdas se denominan caldas Martínez de la Rosa (M-R), ya que este investigador fue el que descubrió como desarrollar un medio poroso, con poros distribuidos al azar y fue el primero que logró en separar las señales provenientes del agua, aire y aceite.

Debido a su carácter bidimensional, las celdas M-R, permiten visualizar con todo detalle, la asombrosa complejidad de los procesos de desplazamiento de hidrocarburos por otro fluido en este caso haciendo uso de surfactantes. Es posible que con su ayuda se llegasen a establecer nuevos conceptos, para una mayor comprensión de la mecánica de yacimientos.

III.2. Diseño Experimental.

En medios porosos ordinarios, no se puede apreciar en forma visual el movimiento de los fluidos, por lo general el medio poroso está constituido por cuerpos opacos a la luz visible. Por tal motivo; resulta necesario disponer de un modelo físico con el cual se pueda observar de manera directa los rasgos dominantes que definen el desplazamiento de los fluidos. En este sentido, la celda bidimensional es un instrumento sumamente sencillo con el cual no solo es posible visualizar el fenómeno sino que, además, es posible cuantificarlo.

III.2.1. Equipo Utilizado.

En esta investigación fue utilizada una celda Hele-Shaw diseñada para los experimentos de desplazamiento. La celda consiste de dos placas de vidrio de dimensiones de 15x15 cm, las cuales han sido esmeriladas por una de sus caras utilizando un tipo de abrasivo, el cual representa una distribución aleatoria de poros, similar a la que se encuentra en una roca natural. Estos lados son colocados paralelamente y el espacio formado entre las placas es de 4,2 cm³, el cual es equivalente al volumen de poro. Dos agujas de metal fueron insertadas en las esquinas opuestas de la celda, proporcionando el pozo inyector y el pozo productor, los cuales fueron asegurados con pegamento de silicón, el cual se utilizó en todo el contorno de la celda para proporcionar un mejor sello; en esta celda los fluidos solo pueden desplazarse a través del medio poroso formado por los vidrios.

La bomba que se utilizó en el experimento fue una SYRINGE PUMP modelo 351 con un rango de 0.15-60 (ml/min) de gasto de flujo y de 5-100 (cm³) de volumen de jeringa, esto nos permitió producir un gasto de flujo de 8 (ml/min) con un rango de 30 (ml) por jeringa. La configuración del experimento se muestra en la **Figura III.1**, en donde, la jeringa de 30 ml, fue colocada en la bomba para conectarla al pozo inyector de la celda y evacuar el fluido desplazado de la celda por el pozo productor y recolectarlo en un vaso de precipitado.

Para todos los experimentos, el patrón de desplazamiento fue fotografiado con una cámara a diferentes lapsos de desplazamiento. La cámara utilizada en el experimento fue una Sony modelo DCR-SX21 de definición estándar, la que nos proporcionó imágenes nítidas para diferenciar los diferentes fluidos dentro de la celda.

El sistema de iluminación jugó un papel muy importante en nuestro experimento, el cual consistió del uso de dos lámparas de luz negra que iluminan lateralmente la celda de vidrio, en donde se ha visto que este tipo de iluminación mejora la visión notablemente entre las zonas ocupadas por

aceite y las ocupadas por agua, porque evita los reflejos ocasionados por las placas de vidrio. Adicionalmente, se construyó un cuarto oscuro donde solo se dejaba ver la celda, lo que mejoro aún más el contraste. El principio físico de operación es muy simple, en este caso se aprovechan las diferencias en los índices de refracción de la luz transmitida del vidrio y los fluidos involucrados para seguir con todo detalle su movimiento a través de la celda.

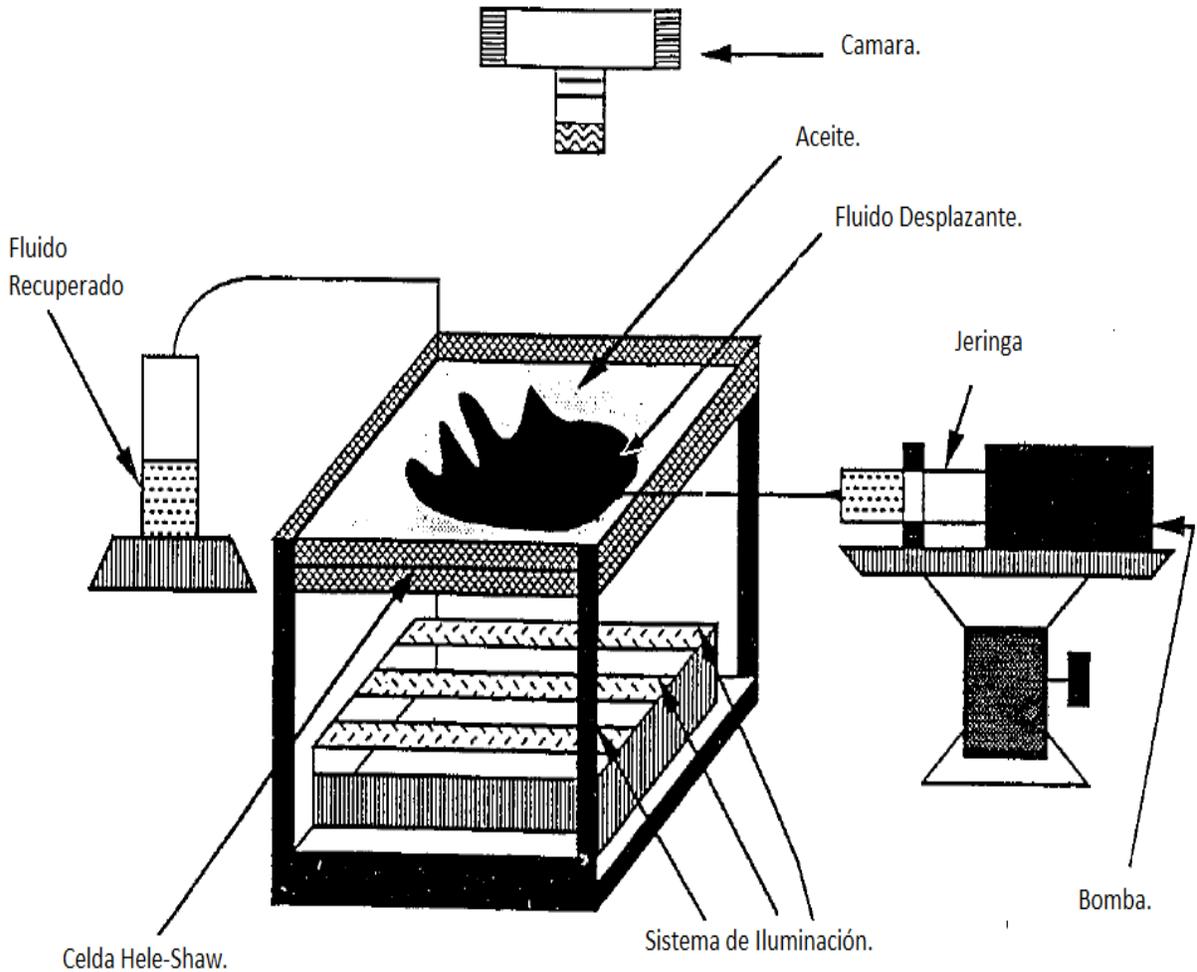


Figura III.1. Configuración del Experimento.

III.2.2. Fluidos Utilizados.

El aceite que se utilizo en estos experimentos de desplazamiento, fue un aceite mediano de la región marina suroeste de una densidad de 22 °API.

En el experimento de desplazamiento se hizo uso de 10 fluidos desplazantes, entre ellos agua destilada, con la cual se realizó el experimento base y para los demás experimentos de desplazamiento se hizo uso de nueve surfactantes, los cuales se muestran en la **Tabla III.1**, los datos de TIF y ángulo de contacto se obtuvieron de un trabajo anterior.

Tabla III.1. Surfactantes Utilizados en la Parte Experimental.

No.	Clasificación	Surfactante	TIF (Dinas/cm)	Ángulo de Contacto (°)
1	Anfótericos	AMPHOSOL-CE.	4.3807	138
2		AMPHOSOL-C550.	3.0288	134
3		AMPHOSOL-LB.	4.9416	135
4	Supramoleculares	ESAT-1000.	0.4734	78
5		ESAT-2000.	0.4125	ND**
6		ESAT-2100.	ND*	ND
7		MOAT-1000.	1.0397	126
8	Aniónicos	STEPHANTAN.	2.9214	139
9		POLYSTEP.	ND*	ND

*ND, No Disponible. En un trabajo anterior, como resultado de una prueba de estabilidad de fase la mayoría de los surfactante tienen un comportamiento estable durante el proceso a excepción del POLYSTEP y el ESAT-2100 los cuales presentan anomalías, como formaciones de grumos y micelas al instante de ser agregados a la salmuera por su disolución.

**ND. En la medición con la solución el ESAT-2000, tuvo un problema con la opacidad de la solución, lo cual no permitió efectuar la medición del ángulo de contacto.

III.3. Experimento.

Para lograr los objetivos planteados, se estructuró el siguiente esquema de experimentación con dos puntos importantes.

- ◆ Variación del tipo de surfactante.
- ◆ Variación en la inclinación de la celda.

El primero fue una serie de experimentos que consistió en colocar las celdas en forma horizontal, el cual fue diseñado para observar directamente el movimiento de los fluidos, permitiendo visualizar a detalle el mecanismo de desplazamiento de aceite por surfactante.

El segundo consistió en colocar las celdas con un ángulo de inclinación de 30°, el cual se diseñó para observar el efecto de la inclinación en el mecanismo de desplazamiento.

Por último en las dos configuraciones se diseñó el experimento base que consistió en el desplazamiento de aceite por inyección de agua destilada con el fin de comparar la recuperación residual final con respecto a los surfactantes utilizados.

En la **Tabla III.2** se observan las variaciones experimentales.

Tabla III.2. Variación Experimental.

No. Exp.	Fluido Desplazado.	Fluido Desplazante.	Ángulo de la celda. α (°)
1	Aceite	AMPHOSOL CE	0°, 30°.
2	Aceite	AMPHOSOL-C550	0°, 30°.
3	Aceite	AMPHOSOL-LB	0°, 30°.
4	Aceite	ESAT-1000	0°, 30°.
5	Aceite	ESAT-2000	0°, 30°.
6	Aceite	ESAT-2100	0°, 30°.
7	Aceite	IMP-MOAT-1000	0°, 30°.
8	Aceite	STEPHANTAN	0°, 30°.
9	Aceite	POLYSTEP	0°, 30°.
10	Aceite	Agua Destilada	0°, 30°.

III.4. Procedimiento.

El desarrollo del experimento consistió en varias etapas importantes, tales como la preparación de la celda y los fluidos utilizados así como la preparación del sistema para el desarrollo del experimento, estos puntos son mencionados y se describen posteriormente.

III.4.1. Preparación de la Celda.

La celda Hele Shaw se utiliza para estudiar el desplazamiento de un fluido por otro, inicialmente la celda es sellada en todo su perímetro con adhesivo (silicón), posteriormente se satura con el fluido que va a ser desplazado, en este caso se utilizó aceite de la zona marina suroeste; la saturación con aceite es muy sencilla, porque éste se inyecta y penetra rápidamente entre los vidrios por efectos de capilaridad, desplazando al aire contenido en ella.

Una vez que la celda ha sido preparada, se coloca horizontalmente o con un ángulo de inclinación de 30° como se muestra en la **Figura III.2**, dependiendo del experimento a realizar en el sistema de iluminación con el fin de video grabar el comportamiento de los fluidos en el desarrollo del proceso de desplazamiento.

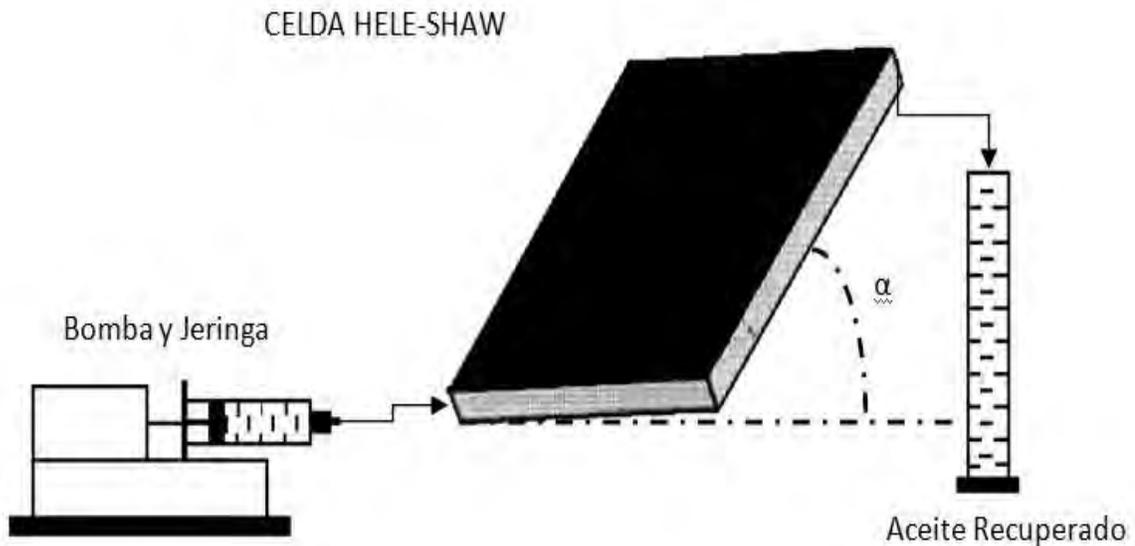


Figura III.2. Configuración del Sistema con un Ángulo de 30° de Inclinación.

Para iniciar el proceso en las esquinas opuestas de la celda se colocan dos jeringas, en una de ellas se colocó la jeringa que contiene 15 [ml] de surfactante, que esta simulo el pozo inyector, y en la otra esquina de la misma manera se colocó una jeringa sin embudo que recolecto el aceite desplazado de la celda simulando el pozo productor. El surfactante es inyectado generalmente a un gasto constante de 8 [ml/min], con ayuda de la bomba. A partir de este momento se inicia el proceso de desplazamiento; el surfactante empieza a penetrar mientras que el aceite es expulsado de la celda.

Para reproducir el experimento de desplazamiento bajo las mismas condiciones, es muy importante dar a los vidrios un trato previo. Primero se lavan con agua y jabón y finalmente se sumergen en un baño con acetona o cualquier otro solvente que no dañe al vidrio, para eliminar rastros de agua o polvo y de esta manera se pueden garantizar que las condiciones de experimentación son las mismas, ya que los residuos de polvo en el aceite pueden modificar sustancialmente las propiedades de mojabilidad de la celda.

III.4.2. Preparación de Fluidos.

La preparación de los 9 surfactantes utilizados consistió en realizar una solución al 0.5% de la concentración del surfactante disuelto en agua destilada, agitando a una velocidad baja por un mínimo de 10 minutos para homogeneizar al 100% la solución y evitar la formación de espuma. Teniendo en cuenta que la concentración inicial de los surfactantes fue del 30%.

III.4.3. Preparación del Sistema.

El primer paso que se realizó, fue la creación de un espacio oscuro para evitar la entrada de luz que pudiera afectar la captura de las imágenes debido a la reflexión de la misma. Por consiguiente, se coloca la celda ya sea horizontal o con un ángulo de 30° dependiendo del experimento a realizarse, la cámara es preparada para grabar unos segundos antes de empezar la inyección de los diferentes surfactantes o el agua respectivamente.

Posteriormente de haber colocado la celda, se coloca la bomba con la jeringa preparada con el fluido de inyección, en la aguja designada para el pozo inyector, y se prosigue al encendido de la bomba para la inyección del fluido, unos segundos después de que el surfactante irrumpió en el pozo productor en la celda, se deja de grabar y se apaga la bomba. Así consecuentemente, se siguen con los surfactantes restantes y el agua destilada, tanto para la configuración horizontal como la del ángulo de 30°.

III.5. Obtención de Datos Experimentales.

La observación del movimiento de los fluidos se puede hacer de forma directa a través de un sistema de monitoreo y registro, formado por una cámara de video digital para grabar a detalle todo el experimento.

III.5.1. Obtención de Imágenes.

Para la obtención de las imágenes, se hizo uso del software "Pinnacle Studio 14.0" como se muestra en la **Figura III.3**, con el fin de poder manipular los videos en centésimas de segundo para una mayor certeza del punto en donde inicia el proceso de inyección. A partir de este punto se obtuvo una secuencia de imágenes de cada experimento, con espacio de 2 segundos por cada imagen hasta segundos después de que el surfactante irrumpe en el pozo productor, con el fin de obtener un mayor intervalo de análisis.

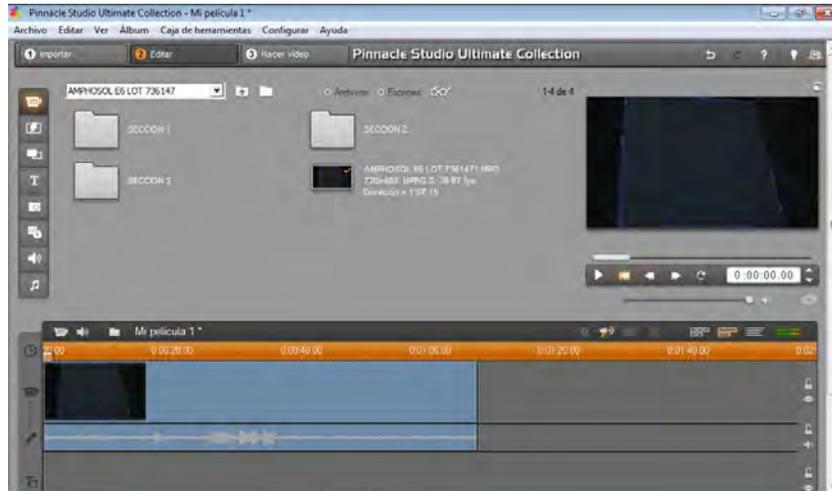


Figura III.3. Software "Pinnacle Studio 14.0"

III.5.2. Procesamiento de Imágenes.

Para el procesamiento de las imágenes obtenidas anteriormente se hizo uso del software "Corel Photo-Paint 5.0". En donde se realizaron varios pasos para poder digitalizar con mayor precisión las imágenes y poder tener mejores resultados en el análisis de las mismas, como se muestra en la **Figura III.4.**

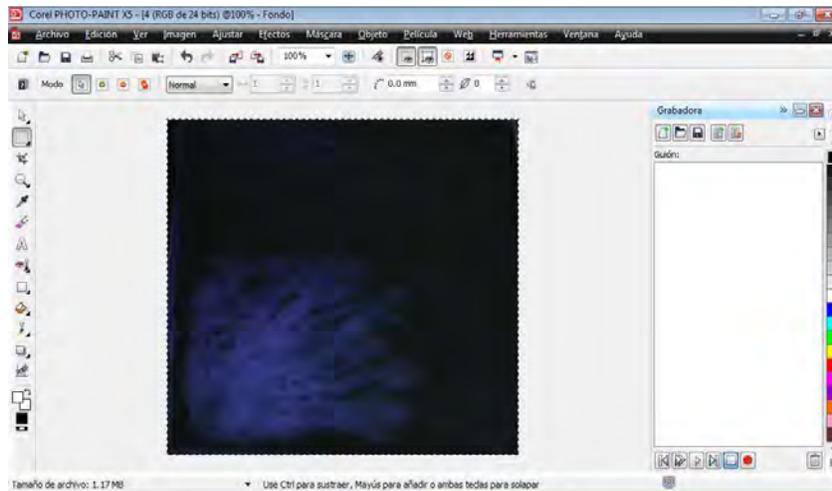


Figura III.4. Software "Corel Photo-Paint 5.0"

A continuación se describen los pasos que se llevaron a cabo para el procesamiento de cada una de las imágenes.

1. Cada imagen se recortó restringiéndola al tamaño de la celda, esto para evitar zonas que no intervienen y no interesan para el análisis de cada imagen.
2. Con la imagen recortada al contorno de la celda, se procedió a convertirla a una imagen a escala de grises, como se muestra en la **Figura III.5**, para determinar un factor de escala para lograr el cambio de unidades, de pixeles a [mm].

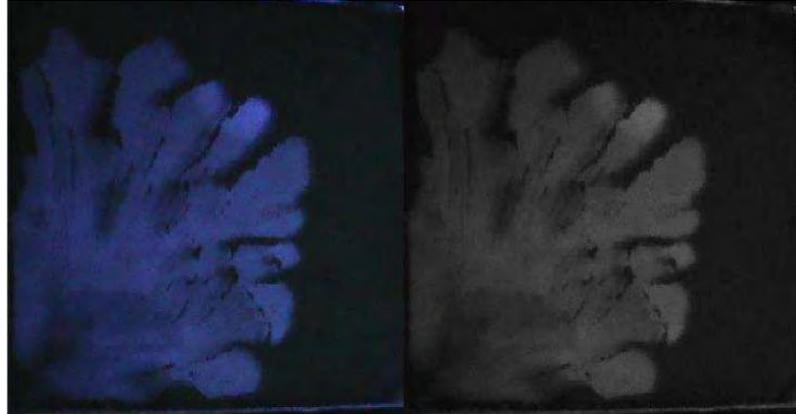


Figura III.5 Imagen original transformada a escala de grises.

3. A partir de la imagen a escala de grises, se procedió a transformarla a una imagen binaria en este caso es una imagen en blanco y negro; el manejo de esta imagen fue muy minuciosa, ya que se le aplicó una opción para suavizar y quitar los arañazos de la imagen y así obtener una imagen más nítida; como se muestra en la **Figura III.6**, para lograr un mejor manejo de la misma y poder observar y cuantificar las zonas de contacto de los fluidos contenidos en la celda, tanto la zona blanca (surfactante) como la zona negra (aceite).



Figura III.6. Imagen Binaria.

4. A partir de la imagen binaria el siguiente paso fue aplicar una opción de umbral, esto para que la imagen solo se dibujara en su forma de contorno, lo que nos facilitó representar lo que fue el contacto surfactante-aceite, como se muestra en la **Figura III.7** y

posteriormente se calculó el valor de cada uno de los contactos a partir del número de objetos en color negro multiplicados por el factor de escala en [mm], obtenido anteriormente.



Figura III.7. Imagen en Contornos.

III.5.3. Análisis de Imágenes.

Puesto que la celda de vidrio es un medio poroso bidimensional, en donde los fluidos sólo pueden moverse en un plano (el horizontal), la saturación del surfactante debido a la inyección, se cuantifica a través del área barrida por el surfactante a un tiempo dado. En este trabajo el área barrida se obtuvo de la imagen binaria utilizando la escala de píxeles, donde el color blanco representa al surfactante y el color negro al aceite. Así mismo, el número de píxeles en la zona del surfactante representa la saturación del surfactante y el complemento representa la saturación de aceite.

$$S_{fd} = \frac{\text{Área de la zona invadida [píxeles]}}{\text{Área total de la celda [píxeles]}}$$

Para conocer la cantidad de aceite saturado en la celda se considera el principio de conservación de masa en donde la cantidad de fluido que penetra es igual a la cantidad de aceite expulsado, entonces:

$$S_o = 1 - S_{fd}$$

En las **Figuras III.8** y **III.9**, se muestran dos secuencias de imágenes, en donde se puede observar las saturaciones de surfactante y de aceite a diferentes intervalos de tiempo. De igual manera con ayuda de las áreas cuantificadas podemos obtener la eficiencia de barrido areal de cada uno de los experimentos, esta eficiencia se calcula de la siguiente manera.

$$E_A = \frac{\text{Área de la zona invadida}}{\text{Área de la zona invadida} + \text{Área de la zona no invadida}}$$



$t = 2(s)$
 $S_s = 0.0879$
 $S_o = 0.9121$



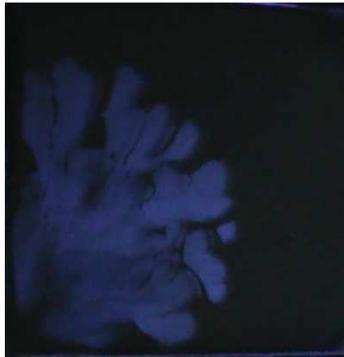
$t = 4(s)$
 $S_s = 0.1503$
 $S_o = 0.8497$



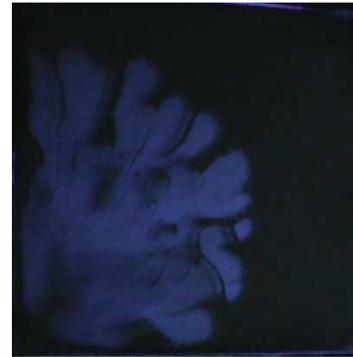
$t = 6(s)$
 $S_s = 0.2168$
 $S_o = 0.7832$



$t = 10(s)$
 $S_s = 0.3331$
 $S_o = 0.6669$



$t = 12(s)$
 $S_s = 0.3930$
 $S_o = 0.6070$



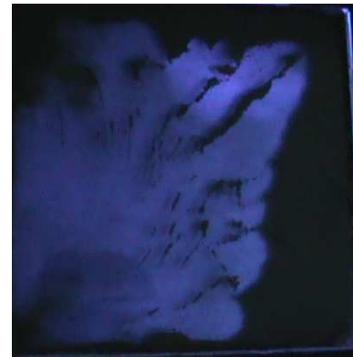
$t = 14(s)$
 $S_s = 0.4390$
 $S_o = 0.5610$



$t = 28(s)$
 $S_s = 0.6049$
 $S_o = 0.3951$



$t = 34(s)$
 $S_s = 0.6475$
 $S_o = 0.3525$



$t = 36(s)$
 $S_s = 0.6404$
 $S_o = 0.3596$

Figura III.8. Secuencia de Imágenes, Esat 2100, Diseño Horizontal.

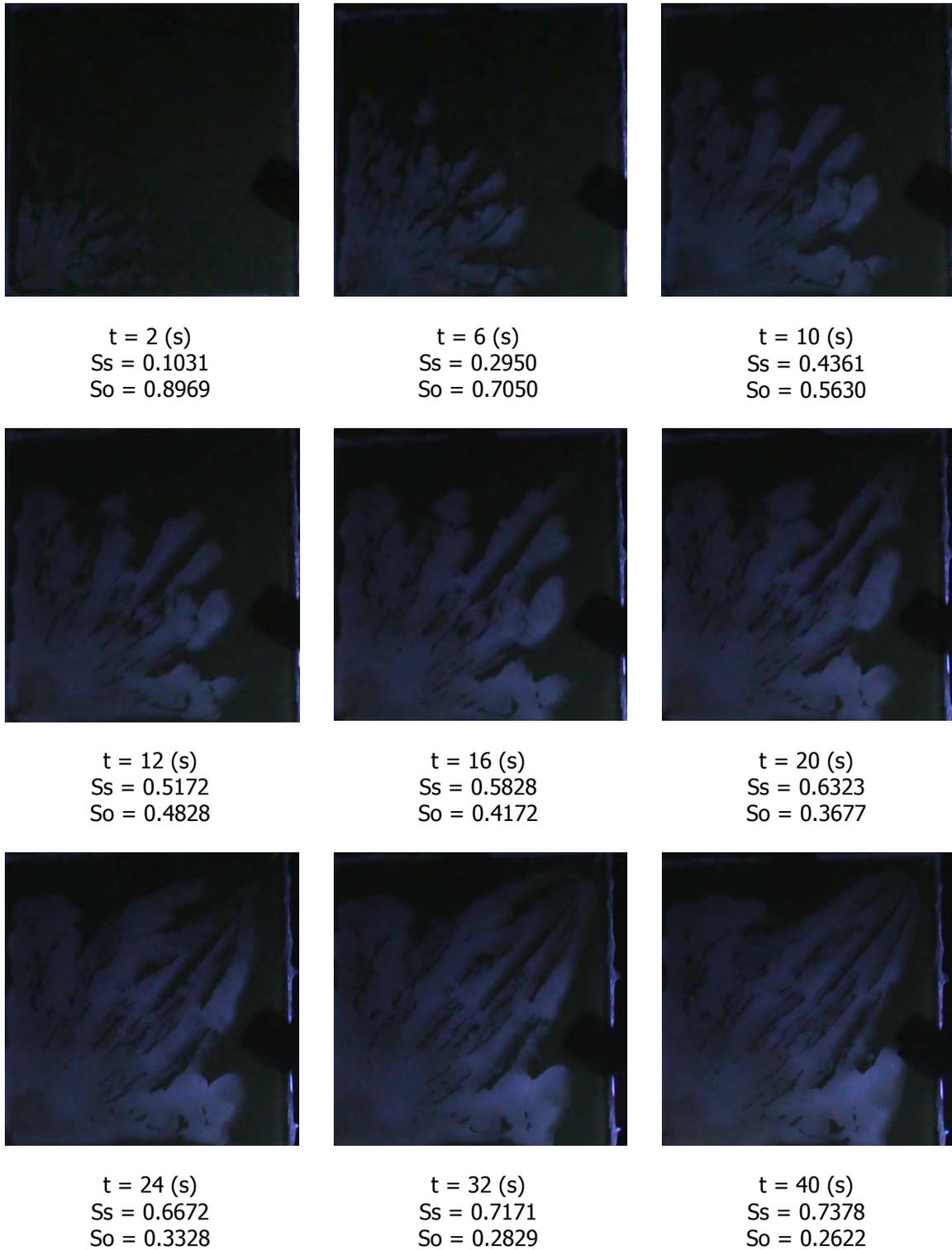


Figura III.9. Secuencia de Imágenes, Amphosol-C550, Diseño con un Ángulo de 30°.

ANÁLISIS Y RESULTADOS

A partir de las imágenes y datos de saturaciones obtenidos, tanto de surfactante como de aceite, se trazaron graficas de volumen de aceite producido (N_p) y contacto surfactante-aceite todas contra tiempo. Estas graficas se dividieron en tres grupos de acuerdo a la estructura química de los surfactantes utilizados en el laboratorio, estos se clasificaron como:

- ◆ Anfótericos.
- ◆ Aniónicos.
- ◆ Supramoleculares.

IV.1. Recuperación de Aceite (Diseño Horizontal).

En la **Figura IV.1** se muestra la gráfica del volumen de aceite producido (N_p) de los surfactantes Anfótericos y se muestra que el surfactante que obtuvo una mayor recuperación de aceite fue el AMPHOSOL-LB, con una recuperación final de 3.2712 (cm³) a un tiempo de 50 (s).

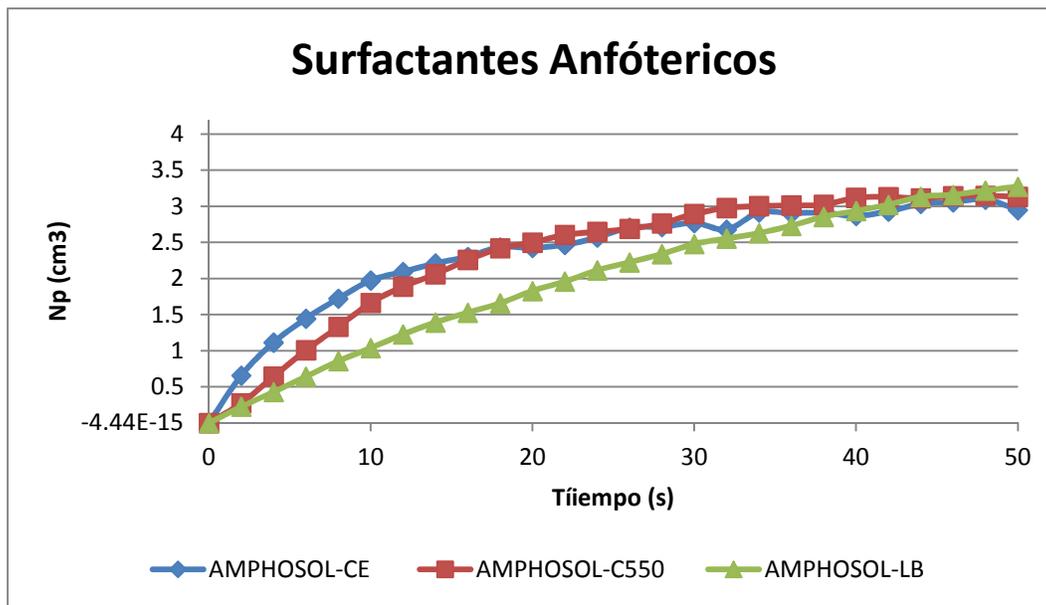


Figura IV.1. Gráfica de la Recuperación de Aceite de los Surfactantes Anfótericos.

Analizando la gráfica de contornos en la **Figura IV.2**, se puede observar que el AMPHOSOL-LB mantuvo un comportamiento uniforme a lo largo del tiempo transcurrido en el experimento, lo que indica que hubo poca digitación viscosa en comparación con el AMPHOSOL-CE y el AMPHOSOL-C550, provocando así una mayor recuperación de aceite.

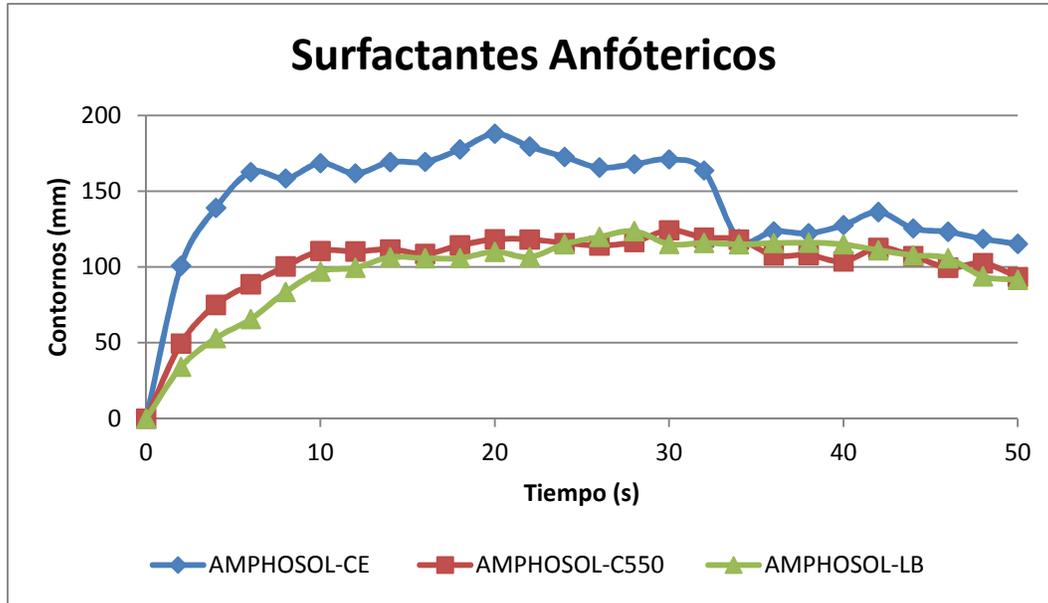


Figura IV.2. Gráfica de Contornos, Surfactante Anfótericos.

En el grupo de los surfactantes aniónicos como se muestra en la **Figura IV.3**, el surfactante que mayor recuperación obtuvo fue el POLYSTEP, con un volumen final de 2.9194 (cm³), obteniendo un barrido areal uniforme en comparación con el STEPHANTAN como se observa en la **Figura IV.4**.

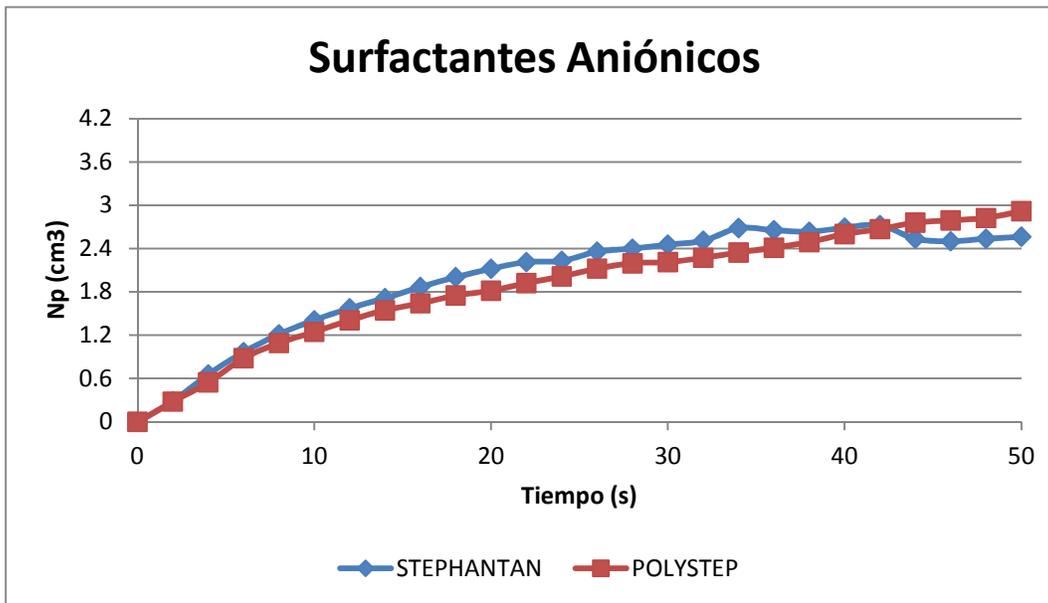


Figura IV.3. Gráfica de Recuperación de Aceite de los Surfactante Aniónicos.

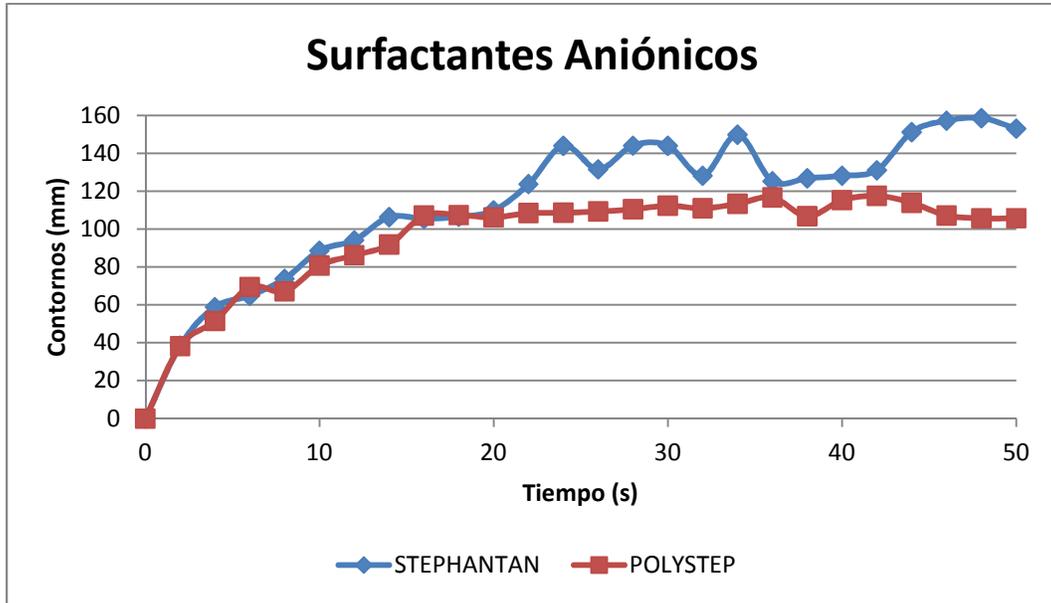


Figura IV.4. Gráfica de Contornos, Surfactantes Aniónicos.

En la última clasificación con los surfactantes supramoleculares (**Figura IV.5**), se identifico que el surfactante MOAT 1000 tuvo una recuperación de aceite de 2.9354 cm³; a pesar de la marcada presencia de digitación viscosa en el comienzo de la inyección, el surfactante abarco la mayor área de la celda y en los intervalos de tiempo finales se podía apreciar un comportamiento más uniforme, como se muestra en la **Figura IV.6**.

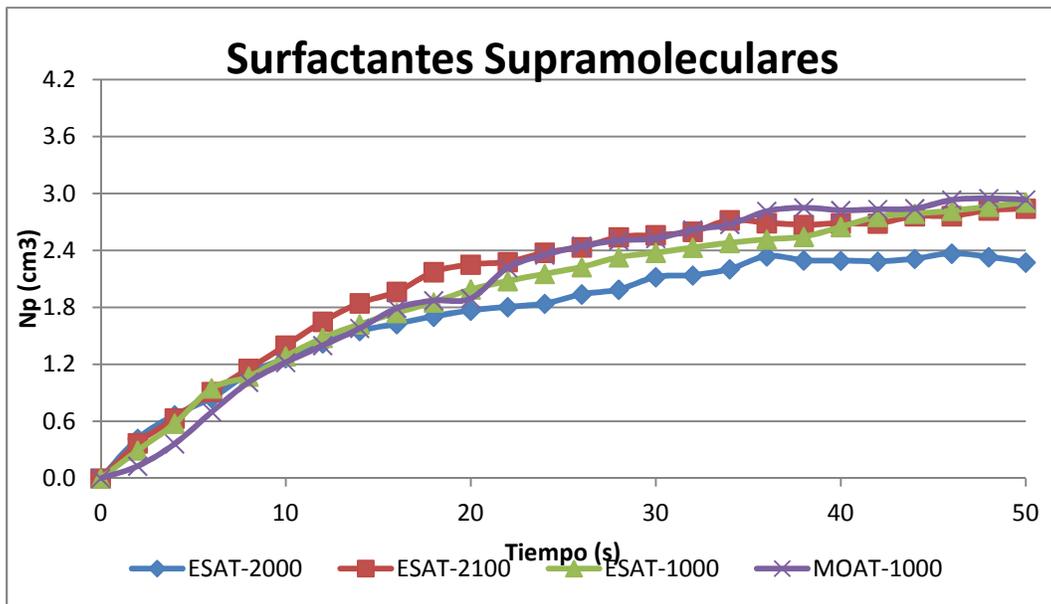
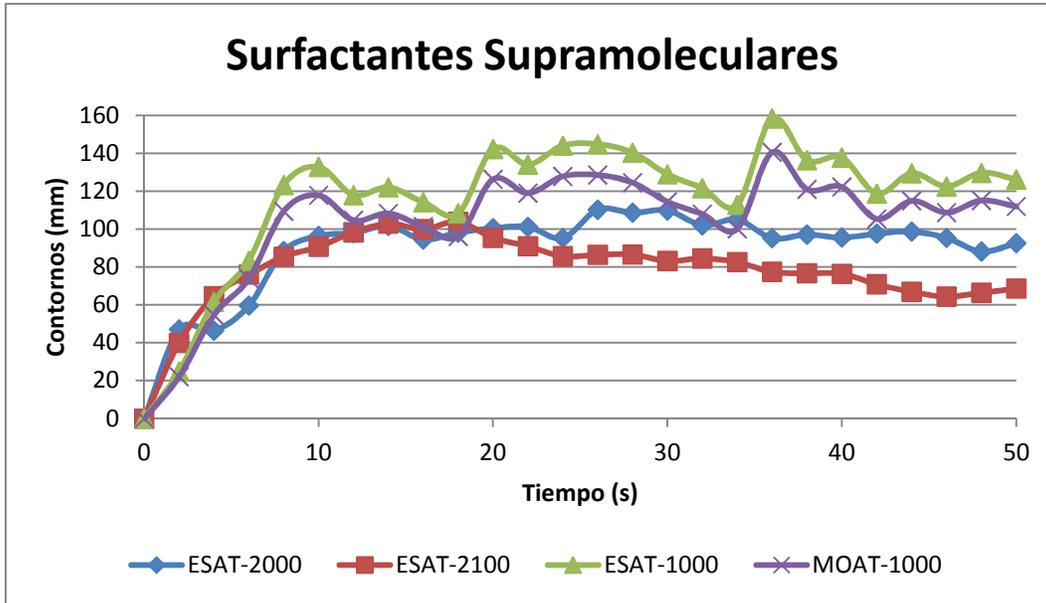


Figura IV.5. Gráfica de la Recuperación de Aceite de los Surfactantes Supramoleculares.



FiguraIV.6. Gráfica de contornos, Surfactantes Supramoleculares.

De acuerdo a las tres clasificaciones mostradas anteriormente se puede inferir que los tres surfactantes con una mayor recuperación de aceite son el AMPHOSOL-LB, POLYSTEP y MOAT-1000, estos fueron comparados con el experimento base, para observar cual tiene una mejor eficiencia de desplazamiento y una mayor recuperación de aceite, como se muestra en la **Figura IV.7.**

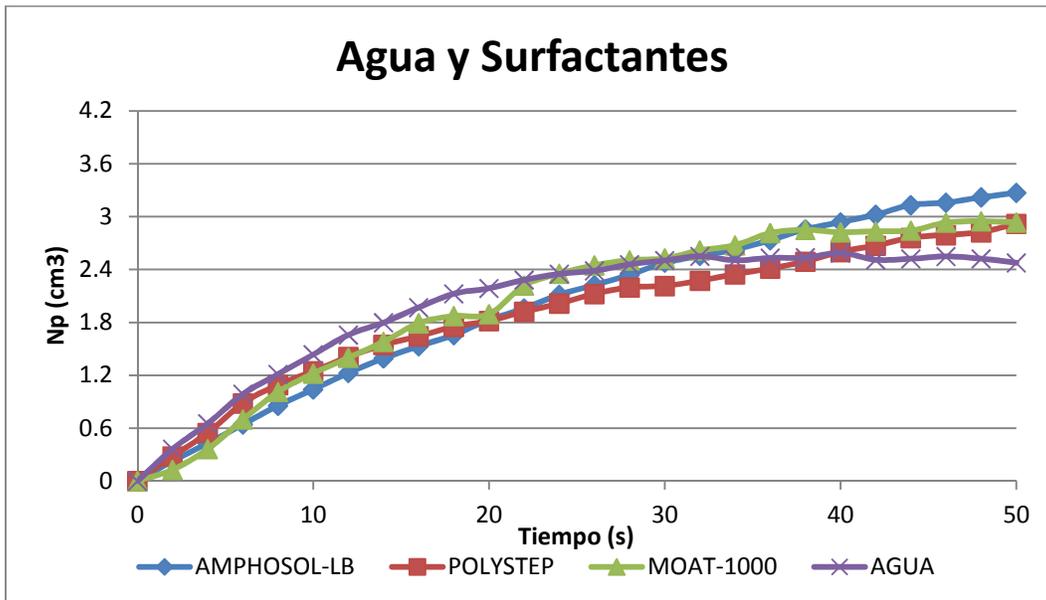


Fig. IV.7. Gráfica para la Comparación de los Surfactantes y Agua.

En la gráfica anterior (**Figura IV.7**), se observa que el surfactante con una mayor recuperación de aceite fue el AMPHOSOL-LB, con un volumen de aceite recuperado de 3.2712 (cm³), este volumen corresponde a un factor de recuperación del 77.88%, en comparación a los otros dos surfactantes y el agua, como se muestra en la **Tabla IV.1**.

Tabla IV.1. Volumen y Factor de Recuperación de aceite.

CLASIFICACIÓN	SURFACTANTE	NP (cm3); t =50 (s)	Fr
Anfótericos	AMPHOSOL-LB	3.2712	77.88%
Supramoleculares	MOAT 1000	2.9354	69.9%
Aniónicos	POLYSTEP	2.9194	69.5%
	Agua	2.5154	59.9%

Se puede apreciar que la curva del agua al inicio de la inyección tiene un mayor volumen de aceite recuperado en comparación con los surfactantes, esto hasta un tiempo igual a 30 (s), ya que el agua irrumpe en el pozo productor tempranamente y a partir de ese punto la recuperación de aceite se comporta de manera constante, es decir; no hay un incremento en la recuperación de aceite en los intervalos de tiempo siguientes. Los surfactantes sin embargo inician desplazando un volumen menor de aceite en comparación con el agua debido a su mayor viscosidad, pero con un desplazamiento más uniforme lo que produjo menos digitación viscosa, se pudo observar experimentalmente como los surfactantes desplazaron un mayor volumen de aceite y por tanto la irrupción en el pozo productor fue más tardía, teniendo al final una mayor recuperación de aceite.

IV.1.1. Flujo Fraccional (Diseño Horizontal).

Con la correlación de Corey se obtuvieron los datos de permeabilidades relativas del agua como del aceite, esto para poder calcular el flujo fraccional de los surfactantes y tener un mejor análisis de cómo influye el aumento de la viscosidad del fluido en la eficiencia de desplazamiento con respecto a la recuperación de aceite.

Ecuación de Corey:

$$K_{ro} = \left[\left(1 - \frac{S_w - S_{wir}}{1 - S_{wir}} \right)^2 \right] * \left[1 - \left(\frac{S_w - S_{wir}}{1 - S_{wir}} \right)^2 \right]$$

$$K_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wir}}{1 - S_{wir}} \right)^4$$

En donde:

K_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite.
K_{rw} = Permeabilidad relativa al agua.

S_w = Saturación de agua.
S_{wir} = Saturación de agua irreductible.

En la **Tabla IV.2**, se muestran algunos resultados obtenidos de permeabilidad relativa de la solución del surfactante y del aceite, también como datos del flujo fraccional, esto del surfactante Amphosol-LB, con una viscosidad del aceite de 50 (cp) y la solución del surfactante con una viscosidad de 13 (cp).

Tabla IV.2. Datos de Permeabilidad Relativa Y flujo Fraccional.

Tiempo (s)	Kro	krw	Flujo Fraccional
0	1	0	0
2	0.8925	8.4266E-06	3.6311E-05
4	0.7972	0.0001	0.0005
6	0.7006	0.0005	0.0029
8	0.6071	0.0017	0.0108
10	0.5314	0.0037	0.0264
12	0.4583	0.0072	0.0575
14	0.3976	0.0120	0.1047
16	0.3506	0.0175	0.1618
18	0.3090	0.0243	0.2323
20	0.2581	0.0359	0.3490
.	.	.	.
50	0.0192	0.3680	0.9866

En la **Figura IV.8**, se muestra la gráfica de flujo fraccional con los datos mostrados anteriormente, en donde se varió la viscosidad del fluido, teniendo como resultado que a mayor viscosidad la curva de flujo fraccional se desplaza hacia la derecha obteniendo mejores eficiencias de desplazamiento y por ende se obtendrán mejores recuperaciones de aceite.

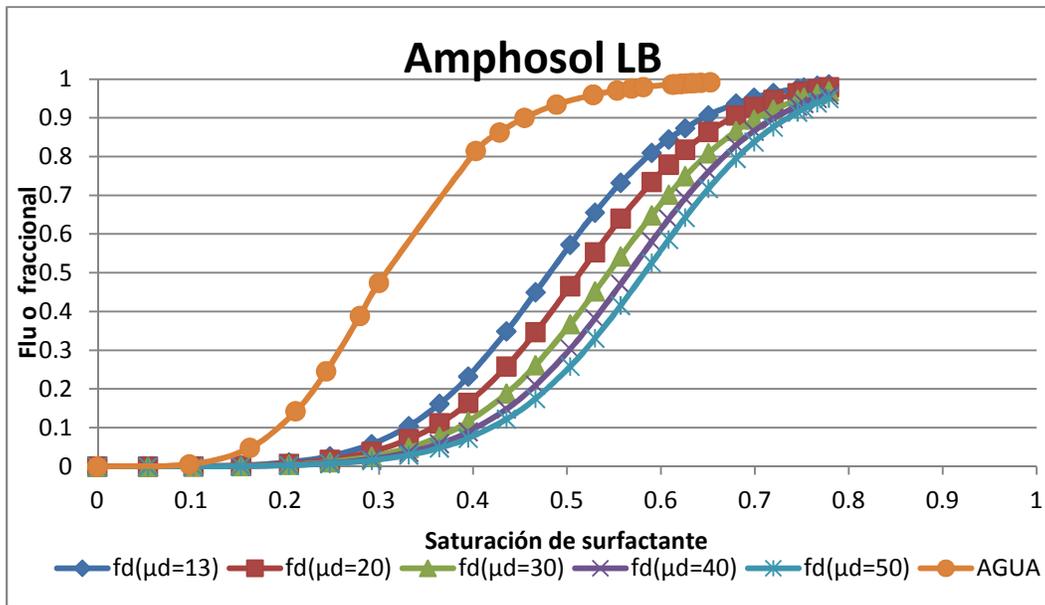


Figura IV.8. Gráfica de Flujo Fraccional (AMPHOSOL-LB).

NOTA: Las viscosidades se supusieron considerando la concentración original 30% surfactante 70% agua, a partir de la viscosidad conocida se fue incrementando el valor para observar el comportamiento de las curvas de flujo fraccional y se planteo únicamente como un ejercicio.

IV.2. Recuperación de Aceite (Diseño con un Ángulo de 30°).

De acuerdo a la clasificación de surfactantes que se mostro anteriormente; en la **Figura IV.9**, se muestra la gráfica de volumen de aceite recuperado de los surfactante Anfótericos, en una inyección con un ángulo de 30° de inclinación en la celda, en donde se muestra que el AMPHOSOL-CE obtiene una mayor recuperación en comparación a los otros dos surfactantes, obteniendo un volumen de 3.6023 (cm³) de aceite recuperado. En estos tres casos de inyección se llega a apreciar casi un comportamiento parecido en las curvas de Np de los tres surfactantes, pero si los comparamos en la grafica de contornos (**Figura IV.10**), se observa que el AMPHOSOL-CE al inicio de la inyección comienza con digitación viscosa igual que los otros dos surfactantes, pero a los 18 o 20 (s), el desplazamiento comienza a tener uniformidad y el barrido es con mayor eficiencia, es por eso que al final obtiene mayor recuperación.

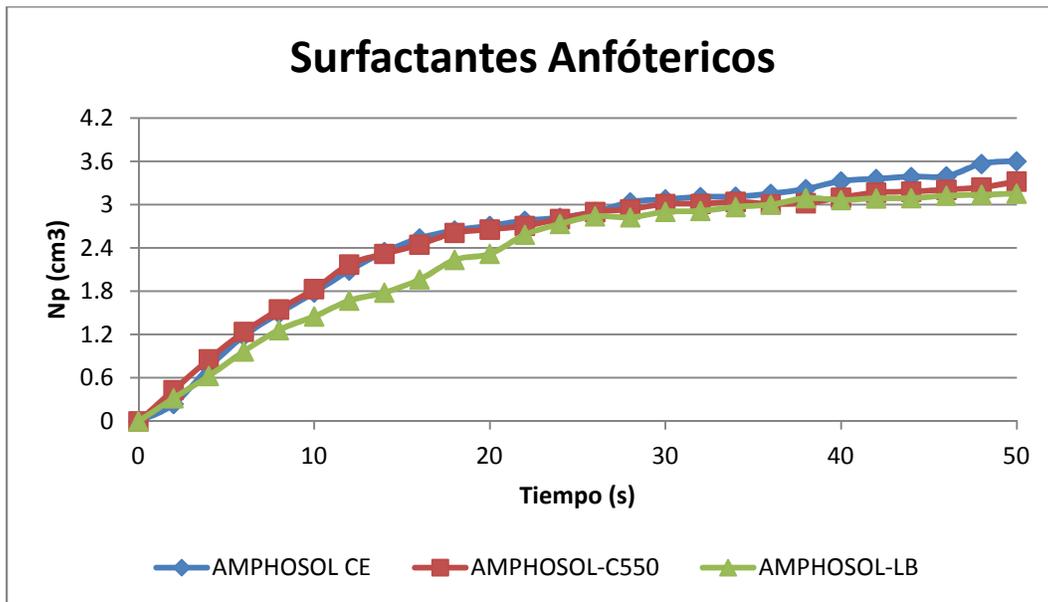


Figura IV.9. Gráfica de la Recuperación de Aceite de los Surfactantes Anfótericos.

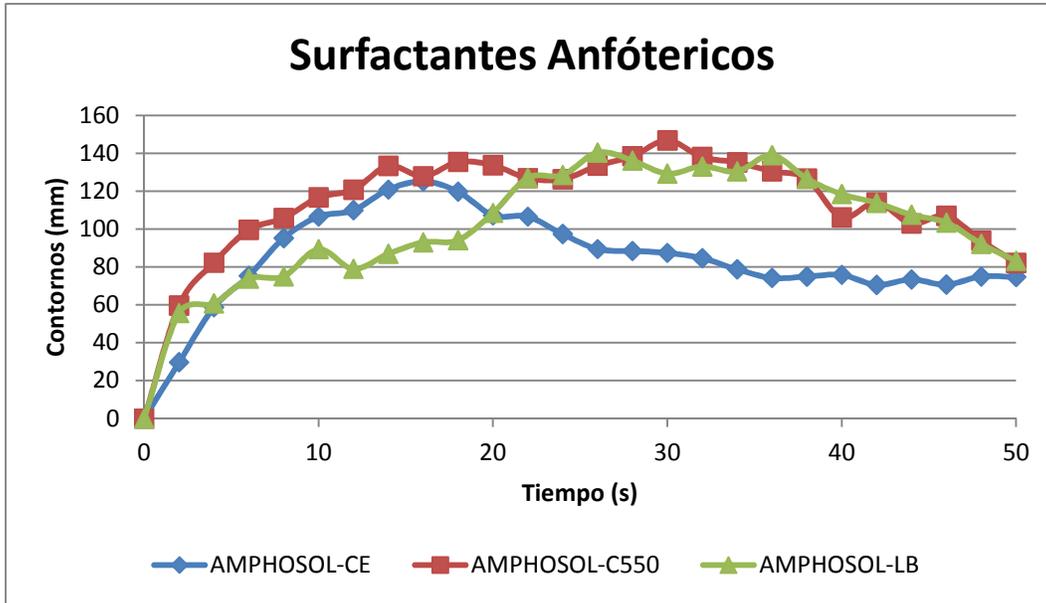


Fig. IV.10. Gráfica de Contornos (Surfactantes Supramoleculares).

En la siguiente gráfica (Figura IV.11), se tiene la recuperación de aceite de los surfactantes supramoleculares, en los cuales se puede identificar que el surfactante que obtuvo una mayor recuperación a un tiempo de 50 segundos fue el Esat-2000, teniendo una recuperación de 3.5239 cm³.

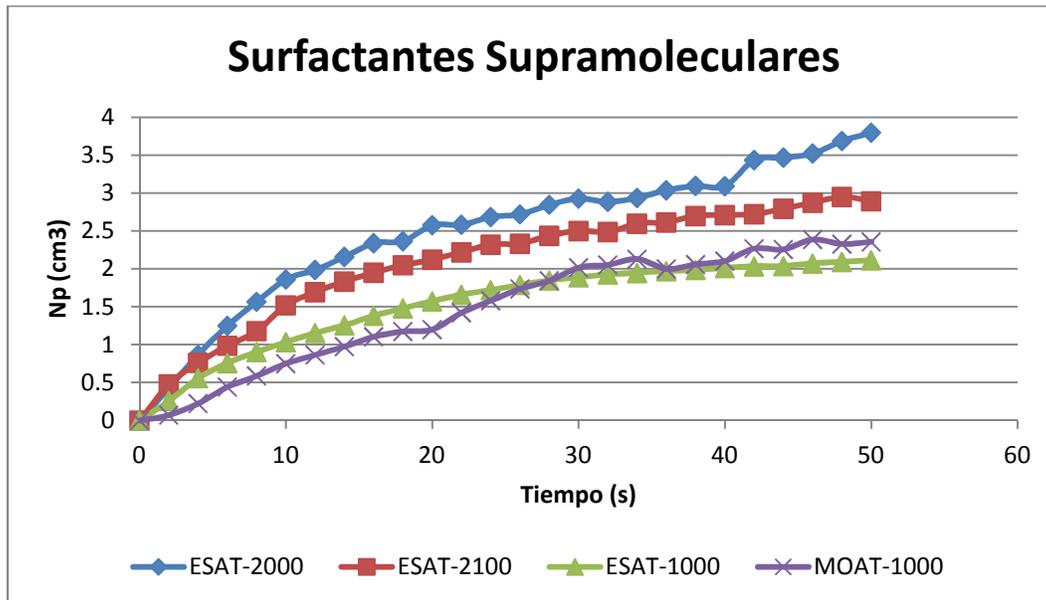


Fig. IV.11. Recuperación de Aceite de los Surfactantes Supramoleculares.

En la grafica de contornos (contacto surfactante-aceite) como se muestra en la **Figura IV.12**, se observa que el ESAT-2000 tiene mayor longitud en el contacto, esto se debe a que el surfactante tuvo una mayor eficiencia de desplazamiento, ya que el surfactante abarco la mayor parte de la celda de manera uniforme, mientras que el ESAT-2100 y el ESAT-1000, al principio de la inyección comenzaron a abarcar la celda pero unos segundos después tuvieron una trayectoria preferente hacia el pozo productor, lo que ocasionó que dejaran a su paso mucho aceite.

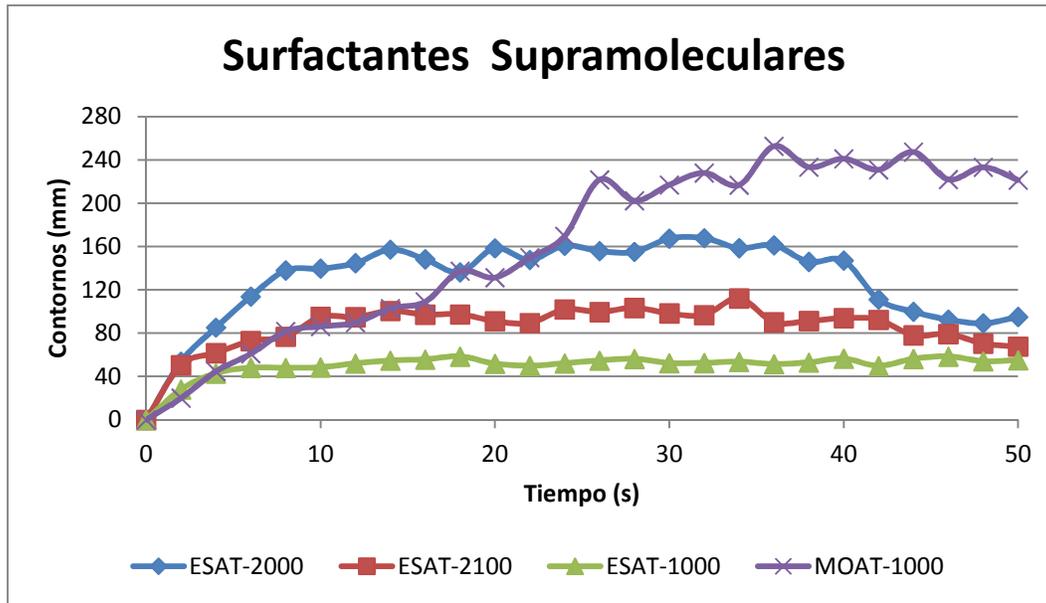


Fig. IV.12. Gráfica de Contornos, (Surfactantes Supramoleculares).

Por último tenemos la gráfica de recuperación de aceite de los surfactante aniónicos, los cuales se muestran en la **Figura IV.13**, en donde se tiene que el surfactante que obtuvo una mayor recuperación de los dos fue el POLYSTEP, con un volumen de 3.2138 (cm³) en 50 (s), mientras que el Stephantan tuvo un volumen recuperado de aceite de 2.9837 (cm³). Analizando esta recuperación con la gráfica de los contornos (**Figura IV.14**), se puede observar que los dos surfactantes empiezan con un volumen parecido hasta transcurridos 5 (s) en el POLYSTEP aumenta el contacto debido a que existe digitación, pero como transcurre el tiempo de inyección el desplazamiento se llega a normalizar pasados los 25 (s), esto ocasiona que el barrido sea más eficiente, evitando dejar bancos de aceites atrapados; mientras que con el STEPHANTAN se tuvo un desplazamiento uniforme, pero irrumpió en el pozo productor antes que el POLYSTEP dejando mayor cantidad de aceite en la celda.

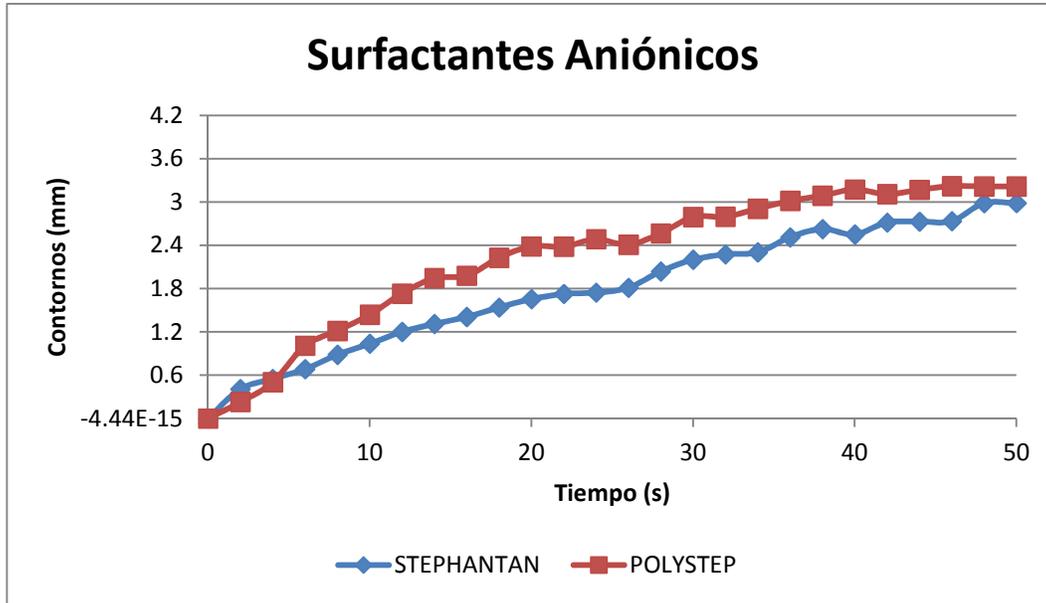


Fig. IV.13. Gráfica de Recuperación de Aceite de los Surfactantes Aniónicos.

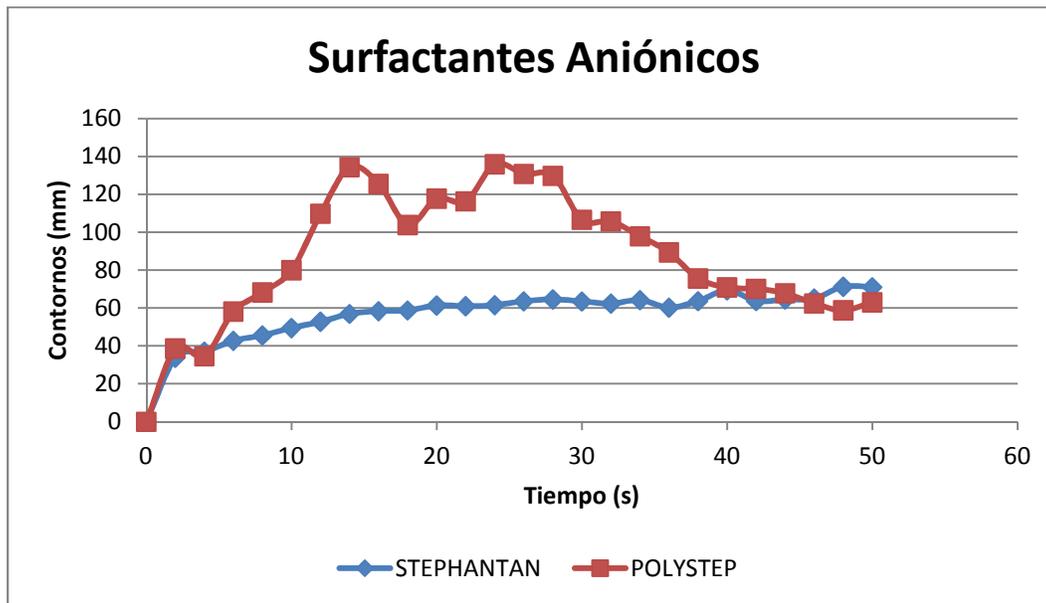


Fig. IV.14. Gráfica de Contornos, (Surfactantes Aniónicos).

Los tres surfactantes con mayor recuperación son el AMPHOSOL-CE, ESAT-2000 Y EL POLYSTEP, estos fueron comparados con el experimento base para una configuración con un ángulo de 30° de inclinación de la celda, la grafica se muestra en la **Figura IV.15**.

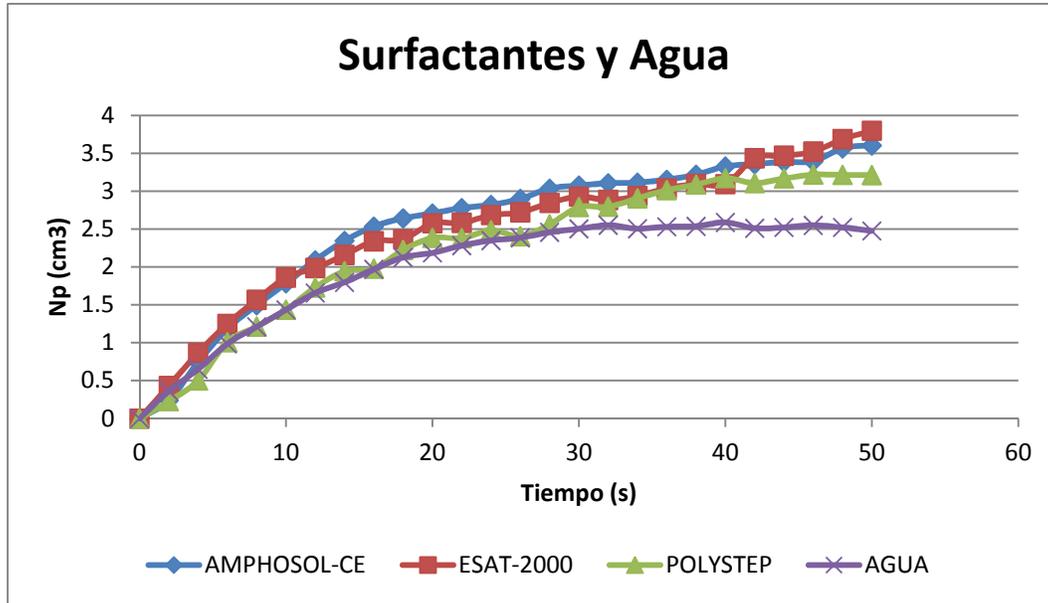


Fig. IV.15. Gráfica de Comparación entre el Agua y Surfactantes.

Como se observa en la gráfica el surfactante que obtuvo mayor recuperación de los tres fue el Esat-2000, con un volumen de aceite recuperado de 3.7983 (cm³) a los 50 (s), lo que equivale a un factor de recuperación de 90.4%, en comparación a los otros dos surfactantes y al agua, los resultados se muestran en la siguiente **Tabla IV.3.**

Tabla IV.3. Volumen y Factor de Recuperación del Aceite

CLASIFICACIÓN	SURFACTANTE	NP (cm ³); t =50(s)	Fr
Supramoleculares	ESAT 2000	3.7983	90.43%
Anfótericos	AMPHOSOL-CE	3.6024	85.77%
Aniónicos	POLYSTEP	3.2138	76.51%
	Agua	2.5154	59.9%

IV.2.1. Flujo Fraccional (Diseño con un Ángulo de 30° de Inclinación).

De igual manera se utilizaron la correlación de Corey para obtener datos de las permeabilidades relativas tanto de la solución del surfactante como del aceite, y así calcular el flujo fraccional con un ángulo de inclinación de 30°, la **Tabla IV.4,** muestra algunos datos obtenidos para el ESAT-2000. En las demás graficas que se calcularon se mantuvo constante la viscosidad del surfactante que fue de 10(cp) y solo se hizo variaciones en el ángulo de inclinación.

Tabla IV.4. Flujo Fraccional de Esat-2000.

Tiempo (s)	kro	krw	Flujo Fraccional
0	1	0	0
2	0.7970	0.0001	0.0003
4	0.6022	0.0018	0.0083
6	0.4494	0.0078	0.0497
8	0.3385	0.0193	0.1516
10	0.2492	0.0385	0.3295
12	0.2155	0.0500	0.4243
14	0.1737	0.0698	0.5578
16	0.1353	0.0962	0.6858
18	0.1299	0.1008	0.7035
20	0.0930	0.1418	0.8171
.	.	.	.
.	.	.	.
50	0.0076	0.4955	0.9924

En la **Tabla IV.5**, se muestran valores de las curvas de flujo fraccional del surfactante ESAT-2000, con una viscosidad de 13 (cp) en una concentración de 30/70, en el cual se propusieron varios ángulos de inclinación de la celda; los grados que se calcularon fueron 20, 30, 40, 50 y 60, y se aprecia que los valores no tienen mucha variación.

Tabla IV.5. Resultados de Flujo Fraccional del Esat-2000.

S.surf Ángulo	0.1025	0.3729	0.5141	0.6137	0.6870	0.7370	0.7365	0.8177	0.8306	0.8390
20°	0.0003	0.1606	0.5734	0.8288	0.9274	0.9630	0.9627	0.9901	0.9923	0.9935
30°	0.0003	0.1516	0.5578	0.8170	0.9202	0.9585	0.9582	0.9885	0.9910	0.9924
40°	0.0002	0.1435	0.5437	0.8064	0.9136	0.9544	0.9540	0.9870	0.9898	0.9913
50°	0.0002	0.1364	0.5316	0.7973	0.9080	0.9508	0.9505	0.9858	0.9888	0.9905
60°	0.0001	0.1307	0.5217	0.7898	0.9034	0.9480	0.9476	0.9847	0.9879	0.9898

En la **Figura IV.16**, se muestra la gráfica de las curvas de flujo fraccional, en donde se hace una comparación de las curvas de los diferentes surfactantes con el experimento base (inyección de agua con una inclinación de la celda de 30°), con el fin de observar en forma de ejercicio, que efectos ocasiona el cambio del ángulo de inclinación de la celda con respecto a la recuperación de aceite, se puede apreciar que la curvas de flujo fraccional de los diferentes surfactantes se desplazan hacia la derecha, lo que indica que se tiene una mayor recuperación de aceite, y entonces se infiere que la recuperación de aceite en la celda está influenciada por la capacidad de los surfactantes en reducir la TIF aunado a que poseen una mayor viscosidad y no directamente al cambio del ángulo de inclinación de la celda.

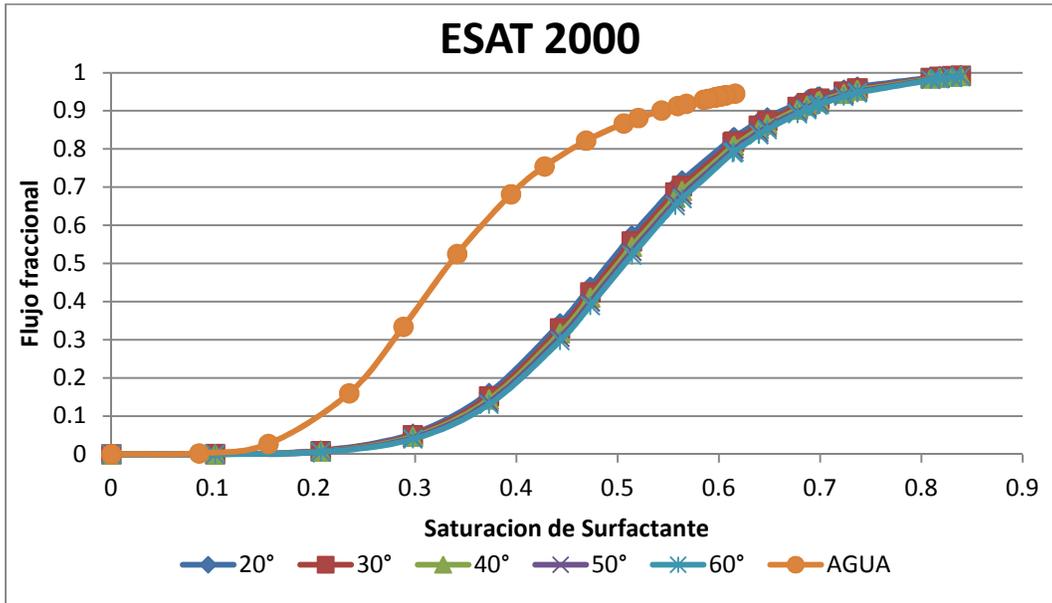


Fig. IV.16. Gráfica de Flujo Fraccional del ESAT-2000.

IV.3. Número Capilar.

Cabe recordar que el número capilar que se utiliza en el análisis de flujo de fluidos que caracteriza la relación de fuerzas viscosas y fuerzas de tensión interfacial, se tiene que si el número capilar es mayor a 1 para el flujo de un liquido entonces las fuerzas viscosas dominan sobre las fuerzas interfaciales; sin embargo si el número capilar es menor a 1, entonces las fuerzas viscosas son despreciables en comparación con las fuerzas interfaciales.

En esta parte se hizo un análisis de los surfactantes que obtuvieron una mayor recuperación de aceite con respecto al número capilar, esto con el fin de corroborar los resultados mostrados anteriormente. En la **Tabla IV.6**, se muestran los resultados del número capilar y del factor de recuperación de aceite de los diferentes surfactantes.

Tabla IV.6. Número Capilar.

SURFACTANTES	Fr (%)	Nca
<i>AMPHOSOL-LB</i>	77.89	2.4E-05
<i>AMPHOSOL-C550</i>	74.62	2.3E-05
<i>AMPHOSOL CE</i>	70.21	7.1E-05
<i>IMP-MOAT-1000</i>	69.89	1.0E-04
<i>ESAT-1000</i>	69.21	2.5E-04
<i>STEPHANTAN</i>	61.07	4.8E-05
<i>ESAT-2000</i>	54.15	5.4E-04

Los valores de viscosidad y velocidad no pueden incrementarse por encima de un factor de entre 2 y 10 sin causar daño a la formación, por lo que, se utilizaron valores de viscosidad del agua y velocidad igual a 1 (m/s).

En la gráfica (**Figura IV.17**), se muestra una comparación del factor de recuperación obtenido al final de la inyección con respecto al valor calculado del número capilar y se comprueba que a mayor número capilar se tiene una mayor recuperación de aceite.

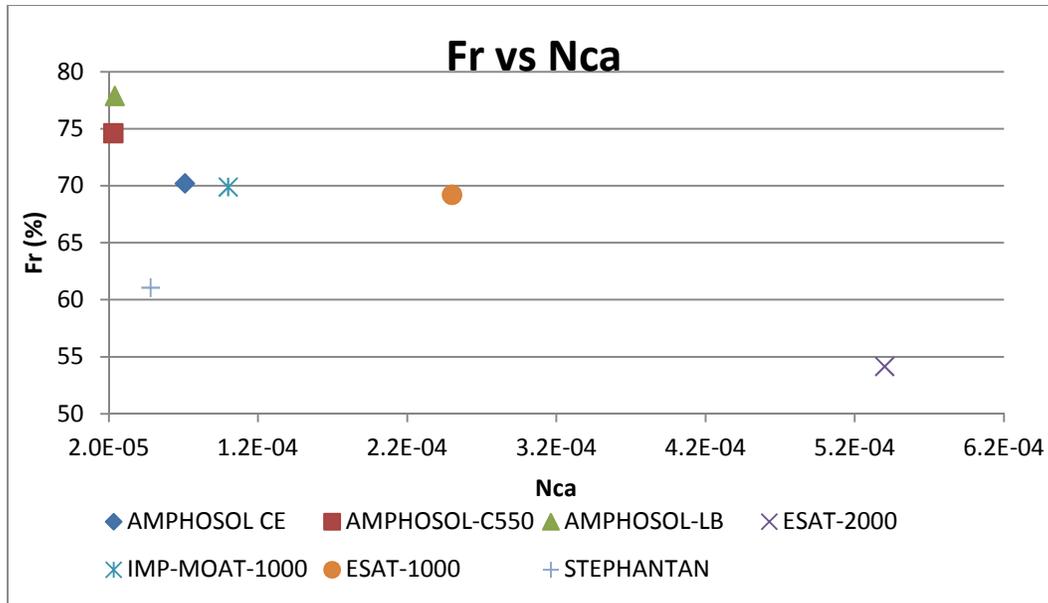


Fig. IV.17. Gráfica del Número Capilar.

Algunos datos reportados en la literatura muestran que el porcentaje de recuperación de crudo en un medio poroso es esencialmente nulo cuando el número capilar es inferior a 10^{-06} y esencialmente 100% cuando el número capilar es mayor a 10^{-03} , es por ello que el principal propósito de los métodos de recuperación mejorada es aumentar el número capilar con la finalidad de aumentar el factor de recuperación.

Como se puede observar en la gráfica se muestran valores del número capilar del orden de 10^{-01} a 10^{-04} y se obtuvieron factores de recuperación hasta un 78% con un volumen de 3.3 cm^3 de aceite recuperado.

De acuerdo con la definición del numero capilar se podría pensar en aumentar la velocidad de flujo o en aumentar la viscosidad, la primera posibilidad está limitada por cuestiones de costo y también porque se llega rápidamente a la presión de fractura de la roca del yacimiento.

CONCLUSIONES

La decisión sobre qué surfactante a utilizar depende de factores como la temperatura del yacimiento, la presión, la profundidad, la salinidad y la permeabilidad. Cada campo petrolífero es diferente y tiene que ser caracterizado antes de que el surfactante más eficaz pueda ser modelado y producido.

El desplazamiento por inyección de surfactantes es mucho más eficiente, en comparación a la inyección de agua, ya que se obtienen mejores eficiencias de desplazamiento y como resultado una mayor recuperación de aceite en la celda.

Los surfactantes tienen la capacidad de modificar el ángulo de contacto en el medio poroso, generando un cambio de mojabilidad con lo que se podría tener una mayor recuperación de aceite.

La uniformidad del avance del surfactante se debe mucho a su viscosidad y a la capacidad de reducir la tensión interfacial entre el agua y aceite, pero otro factor que influye para lograr que no se formen digitaciones viscosas son los gastos bajos de inyección.

La mejor forma de incrementar el número capilar es disminuyendo la tensión interfacial, obteniendo una reducción de 100 a 1000 veces para mejorar la recuperación de petróleo.

EXPERIMENTO HORIZONTAL

El surfactante con mayor factor de recuperación de aceite fue el AMPHOSOL LB con un número capilar de 2.4×10^{-5} obteniendo un factor de recuperación de aceite residual de 77.89%.

El aumentar la concentración de la solución del surfactante, se obtiene una mayor viscosidad, lo que genera mejores eficiencias de desplazamiento.

EXPERIMENTO CON INCLINACIÓN

El surfactante con mayor factor de recuperación de aceite fue el ESAT-2000 con un número capilar de 5.4×10^{-4} obteniendo un factor de recuperación final de aceite residual del orden de 90.4%

Se observó que la recuperación de aceite es mayor que en la parte horizontal, debido a que actúa la fuerza de gravedad lo que ocasiona que el barrido de aceite en la celda se dé a una velocidad menor y provoca que el surfactante se expanda a una mayor área dentro de la celda, desplazando más aceite remanente.

RECOMENDACIONES

El experimento llevado en esta investigación, puede ser diseñado en un medio poroso real en orden de comparar las recuperaciones de los surfactantes que mayor recuperación obtuvieron en el experimento y se podría plantear como una alternativa de aplicación para la recuperación de aceite residual en México, en el mediano y largo plazo.

El éxito o fracaso de este tipo de recuperación dependerá del óptimo diseño de la inyección del surfactante por lo que se requiere un conocimiento adecuado del método.

Hay un gran potencial para los surfactantes con nuevas formulaciones, tales como los surfactantes supramoleculares o los surfactantes inteligentes, donde se tendría un sistema de un solo componente, proveerían baja tensión interfacial y adecuada viscosidad, tolerante a sales y cationes divalentes, no se requerirá tratamiento de agua, no se requerirá polímero, se tendría a una inversión mínima con un mínimo factor de riesgo.

Dado que en México el 94.5% de la Producción y el 67% de las reservas de hidrocarburos se encuentran asociadas a yacimientos naturalmente fracturados y los volúmenes de aceite remanente que todavía existen en este tipo de yacimientos son considerables, se siguen haciendo trabajos con el uso de surfactantes en combinación con otros métodos de recuperación como lo son los métodos térmicos, químicos (espumas, álcalis) y se espera que en el largo plazo el uso de surfactantes pueda ser empleado como una buena opción de recuperación de aceite remanente para yacimientos naturalmente fracturados. Por lo que es necesario hacer trabajos y pruebas experimentales con modelos físicos en diferentes diseños (fracturas, vórgulos) con el fin de analizar la interacción matriz fractura y se pueda tener una mejor comprensión del uso de agentes químicos para la recuperación de aceite residual en este tipo de yacimientos.

BIBLIOGRAFÍA

1. Pemex Exploración y Producción. "Las Reservas de Hidrocarburos de México 2011"
2. Comisión Nacional de Hidrocarburos. "Informe de labores 2009-2010".-Págs 13-28
3. Comisión Nacional de Hidrocarburos. "Factores de recuperación de aceite y gas en México". Documento técnico 1 (DT-1), 4 de Junio de 2010.- Págs. 24-28
4. Erle C. Donaldson, George V. Chilingarian. "Enhanced Oil Recovery, II Processes and Operations". 1989 Elsevier Inc.
5. James J. Sheng, Ph. D. "Modern Chemical Enhanced Oil Recovery Theory and Practice". 2011 Elsevier Inc.
6. Rifaat Al-Mjeni, Shyam Arora, Pradeep Chervkupall, John Van Wunnik, John Edwards, Betty Jean Felber, Omer Gurpinar, George J. Hirasaki, Clarence A. Miller, Chong Jackson, Morten R. Kristensen, Fran Lim, Raghu Ramamoorthy. "Llego el momento para la tecnología EOR". Schlumberger 2011.
7. www.petroleoamerica.com/2011/02inyeccion-de-surfactantes-en.html
8. J.J. Taber, F.D. Martin, R.S. Seright. "EOR Screening Criteria Revisted - Part 1: Introduccion to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects". SPE. 1997.
9. J.J. Taber, F.D. Martin, R.S. Seright. "EOR Screening Criteria Revisted - Part 2: Applications and Impact of Oil Prices". SPE. 1997.
10. Farouq Ali S.M and Thomas S. '*A Realistic Look at Enhanced Oil Recovery*' University of Alberta. www.scientiairanica.com/PDF/Articles/00000911/SIO10304.pdf
11. Cuaderno FIRP S357-C Modulo de enseñanza en fenómenos interfaciales en español. "Recuperación mejorada del petróleo". Jean Louis SALAGER, Mérida-Venezuela 2005.
12. . Shedid A. Shedid, Al-Abbas A, (EPRI), "Comparación de las inyecciones químicas con vapor a través de pozos verticales y horizontales" 2000.
13. S. Thomas, S. M. Farouq Ali,. "Métodos micelares e inyecciones ASP químicas para la recuperación mejorada de petróleo", 2001.
14. P.D. Berger, C.H. Lee. "Concentración ultra baja de surfactante para inyecciones en arenisca y caliza", 2002.
15. Y. P. Zhang, S. Huang, Saskatchewan; M. Dong, Universidad de Regina. "La determinación de la estrategia de inyección ASP más rentable para la recuperación mejorada de petróleo", 2003.
16. Anita Seethepalli, SPE, Bhargaw Adibhatla, SPE, and Kishore K. Mohanty, SPE, U. of Houston. "Interacciones físico-químicas durante las inyecciones de surfactante de yacimientos de carbonatos naturalmente fracturados", 2004.

17. Wei Wang and Yongan Gu, U. of Regina "Estudios experimentales de la detección y rehúso de los químicos producidos en inyecciones ASP", 2005.
18. J. R. Hou,; Z. C. Liu,; M. Z. Dong, Regina; X. A. Yue, J. Z. Yang. "Efecto de la viscosidad de una solución ASP sobre la recuperación mejorada de petróleo en yacimientos heterogéneos", 2006.
19. Istvan Lakatos, Janos Toth, Tibor Bodi, y Julianna Lakatos-Szabo, U. Miskolc, Hung. Acad. Sci., Paul D. Berger and Christie Lee. "Aplicación de surfactantes viscoelásticos como agentes de control de movilidad en inyección de surfactantes sobre tensión interfacial baja", 2007.
20. Pingping Shen, SPE, Jialu Wang, Shiyi Yuan, Taixian Zhong, Xu Jia." Estudio de los mecanismos de recuperación mejorada en inyecciones ASP en medios porosos a partir de experimentos", 2008.
21. George J. Hirasaki, SPE, Clarence A. Miller y Maura Puerto "Recientes avances en surfactantes EOR", 2008.
22. Pingping Shen, SPE, Jialu Wang, Shiyi Yuan, Taixian Zhong, Xu Jia." Estudio de los mecanismos de recuperación mejorada en inyecciones ASP en medios porosos a partir de experimentos", 2009.
23. H.Al Shahri y J.Liu, SPE, Universidad del oeste de Australia, Kliu y M.B.Clenell, "Investigación de la eficiencia en inyecciones ASP, en núcleos CIPS: caso homogéneo", 2010.
24. V. Karpan, R. Farajzadeh, H. Dijk, T. Matsura Shell, Rijswijk, M. Stoll y Omán. "Selección del modelo correcto ASP por la historia de los experimentos de la inyección en núcleos", 2011.
25. Jialu Wang, Fashun Shi y Xu Jia. Instituto de investigación de la exploración y desarrollo petrolero, Compañía PetroChina." Estudio de laboratorio sobre la transferencia de masa por inyección ASP", 2012.
26. <http://www.aocs.org/Membership/FreeCover.cfm?itemnumber=1112>
27. Slaheddine Kefi, Jesse Lee, Timothy L. Pope, Phil Sullivan, Erik Nelsol, Angel Nuñez Hrenandez, Tom Olsen, Mehmet Parlar, Brian Powers, Alistair Roy, Allan Wilson, Alan Twynnam."Nuevas aplicaciones para los surfactantes viscoelásticos". Schlumberger.
28. Siriam Soloiraj, SPE, Christopher Britton, Do Hoon Kim, Upail Weerasooriya, Gary A. Pope, The University of Texas at Austin. "Measurement and Analysis of Surfactant Retention", 2012.
29. Drew Myers. "Surfactants Science and Technology". Third edition. EUA 2006.
30. Forrest F. Craig, Jr. The reservoir Engineering Aspects of Waterflooding.

DEDUCCIÓN DE LA ECUACIÓN DE FLUJO FRACCIONAL

Para deducir la ecuación de flujo fraccional correspondiente al caso de agua desplazando aceite, la ley de Darcy es expresa separadamente para el flujo de aceite y de agua, en unidades consistentes, en la forma siguiente:

$$v_o = -\frac{k_o}{\mu_o} \left(\frac{\partial P_o}{\partial L} + g\rho_o \text{sen}\alpha_d \right) \dots \dots \dots (A.1)$$

$$v_w = -\frac{k_w}{\mu_w} \left(\frac{\partial P_w}{\partial L} + g\rho_w \text{sen}\alpha_d \right) \dots \dots \dots (A.2)$$

Transformando las ecuaciones A.1 y A.2, se obtiene:

$$v_o \frac{\mu_o}{k_o} = -\frac{\partial P_o}{\partial L} - g\rho_o \text{sen}\alpha_d \dots \dots \dots (A.1a)$$

$$v_w \frac{\mu_w}{k_w} = -\frac{\partial P_w}{\partial L} - g\rho_w \text{sen}\alpha_d \dots \dots \dots (A.2a)$$

Restando la ecuación A.1a de la ecuación A.2a, obtenemos:

$$v_w \frac{\mu_w}{k_w} - v_o \frac{\mu_o}{k_o} = -\left(\frac{\partial P_w}{\partial L} - \frac{\partial P_o}{\partial L} \right) - g(\rho_w - \rho_o) \text{sen}\alpha_d \dots \dots \dots (A.3)$$

La presión capilar se define como la presión de la fase aceite menos la presión de la fase agua. Por lo tanto:

$$P_c = P_o - P_w \dots \dots \dots (A.4)$$

La diferencia de densidad aquí se define como la diferencia que existe entre la densidad del agua y la densidad del aceite. Por lo tanto:

$$\Delta\rho = \rho_w - \rho_o \dots \dots \dots (A.5)$$

Sustituyendo las ecuaciones A.4 y A.5 en la ecuación A.3, obtenemos:

$$v_w \frac{\mu_w}{k_w} - v_o \frac{\mu_o}{k_o} = \frac{\partial P_c}{\partial L} - g\Delta\rho \text{sen}\alpha_d \dots \dots \dots (A.6)$$

La velocidad total, v_t , puede definirse como la suma de las velocidades del agua y del aceite. Por lo tanto:

$$v_t = v_o + v_w \dots \dots \dots (A.7)$$

Sustituyendo la ecuación A.7 en la ecuación A.6 para eliminar la velocidad del aceite, v_o , obtenemos:

$$v_w \frac{\mu_w}{k_w} - (v_o + v_w) = \frac{\partial P_c}{\partial L} - g\Delta\rho \sin\alpha_d \dots \dots \dots (A.8)$$

O

$$v_w \left(\frac{\mu_w}{k_w} + \frac{\mu_o}{k_o} \right) - v_t \frac{\mu_o}{k_o} = \frac{\partial P_c}{\partial L} - g\Delta\rho \sin\alpha_d \dots \dots \dots (A.8a)$$

Dividiendo la ecuación A.8a por la velocidad total, v_t , se obtiene:

$$\frac{v_w}{v_t} \left(\frac{\mu_w}{k_w} + \frac{\mu_o}{k_o} \right) - \frac{\mu_o}{k_o} = \frac{1}{v_t} \left(\frac{\partial P_c}{\partial L} - g\Delta\rho \sin\alpha_d \right) \dots \dots \dots (A.9)$$

Arreglado la ecuación A.9 para obtener el término v_w/v_t se obtiene:

$$\frac{v_w}{v_t} = \frac{\frac{\mu_o}{k_o} + \frac{1}{v_t} \left(\frac{\partial P_c}{\partial L} - g\Delta\rho \sin\alpha_d \right)}{\frac{\mu_w}{k_w} + \frac{\mu_o}{k_o}} \dots \dots \dots (A.9a)$$

El término f_w se define como la fracción de agua en el flujo total. Por lo tanto, por definición:

$$f_w = \frac{v_w}{v_t} \dots \dots \dots (A.10)$$

Sustituyendo la ecuación A.10 en la ecuación A.9a y dividiendo numerador y denominador del lado derecho de la ecuación A.9a por el término μ_o/k_o obtenemos:

$$f_w = \frac{1 + \frac{k_o}{v_t \mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial L} - g\Delta\rho \sin\alpha_d \right)}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}} \dots \dots \dots (A.11)$$

La ecuación A.11, que es la forma completa de la ecuación de flujo fraccional, expresa la fracción de agua en el flujo total, en función de las viscosidades de los fluidos, permeabilidades relativas al agua y al aceite, la velocidad total del fluido, el gradiente de presión capilar y las fuerzas gravitacionales. Consideremos el caso especial en el cual el desplazamiento de aceite por agua ocurre en un sistema horizontal. También supongamos que el gradiente de presión capilar sea despreciable. Entonces la ecuación A.11 se reduce a:

$$f_d = \frac{1}{1 + \frac{k_o \mu_d}{\mu_o k_d}} \dots \dots \dots (A.12)$$

La ecuación A.12 es la forma simplificada de la ecuación de flujo fraccional. Es evidente que para deducir la ecuación de flujo fraccional aplicable al desplazamiento de aceite por gas, se utiliza la misma solución usada aquí.

DEDUCCIÓN DE LA ECUACIÓN DE AVANCE FRONTAL

La deducción de la ecuación de avance frontal involucra únicamente dos suposiciones:

1. - No hay transferencia de masa entre las fases y
2. - Las fases son incompresibles.

Considérese un elemento infinitésimo de roca con porosidad ϕ , área A y longitud L en el sentido del flujo. El gasto de masa de agua –el fluido desplazante que entra al elemento- en el punto L es:

$$(q_w \rho_w)_L$$

El gasto de masa de agua que sale del elemento en el punto $L+\Delta L$ es:

$$A\phi\Delta L \frac{\partial}{\partial t}(S_w \rho_w)$$

El gasto de masa de agua que entra al elemento de roca menos el gasto de agua que sale es, de acuerdo con los principios del balance de materia, igual al gasto de masa de agua acumulado en el elemento de roca. Por lo tanto:

$$(q_w \rho_w)_L - (q_w \rho_w)_{L+\Delta L} = A\phi\Delta L \frac{\partial}{\partial t}(S_w \rho_w) \dots \dots \dots (B.1)$$

Por definición:

$$F(L, t) - F(L + \Delta L, t) = -\left(\frac{\partial F}{\partial L}\right)_t dL \dots \dots \dots (B.2)$$

Por lo tanto, la ecuación B.1 puede escribirse:

$$\frac{\partial}{\partial L}(q_w \rho_w) + A\phi \frac{\partial}{\partial t}(S_w \rho_w) = 0 \dots \dots \dots (B.3)$$

Sin embargo, se considera que los fluidos son incompresibles. Por lo que, la densidad del agua, ρ_w , no es función del tiempo ni de la distancia. Por lo tanto:

$$\frac{\partial}{\partial L}(q_w) + A\phi \frac{\partial}{\partial t}(S_w) = 0 \dots \dots \dots (B.3a)$$

Y

$$\left(\frac{\partial S_w}{\partial x}\right)_L = -\frac{1}{A\phi} \left(\frac{\partial q_w}{\partial S_w}\right)_t \dots \dots \dots (B.3b)$$

Puesto que el gasto de agua, q_w , es función de la saturación de agua y del tiempo:

$$dq_w = \left(\frac{\partial q_w}{\partial S_w}\right)_t dS_w + \left(\frac{\partial q_w}{\partial t}\right)_{S_w} dt \dots \dots \dots (B.4)$$

Derivando con respecto a la longitud L, para un tiempo fijo, t, se obtiene:

$$\left(\frac{\partial q_w}{\partial L}\right)_t = \left(\frac{\partial q_w}{\partial S_w}\right)_t \frac{\partial S_w}{\partial L} \dots \dots \dots (B.5)$$

O

$$\left(\frac{\partial S_w}{\partial L}\right)_t = \left(\frac{\partial q_w}{\partial L}\right)_t / \left(\frac{\partial q_w}{\partial S_w}\right)_t \dots \dots \dots (B.5a)$$

Análogamente, la saturación de agua S_w , es función de la distancia y el tiempo y por lo tanto, para una saturación constante:

$$dS_w = \left(\frac{\partial S_w}{\partial t}\right)_t dL + \left(\frac{\partial S_w}{\partial t}\right)_L dt = 0 \dots \dots \dots (B.6)$$

Por lo tanto:

$$\left(\frac{\partial L}{\partial t}\right)_{S_w} = -\left(\frac{\partial S_w}{\partial t}\right)_L / \left(\frac{\partial S_w}{\partial L}\right)_t \dots \dots \dots (B.6a)$$

Sustituyendo las ecuaciones B.3b y B.5a en la ecuación B.6a, obtenemos:

$$\left(\frac{\partial L}{\partial t}\right)_{S_w} = \frac{1}{A\phi} \left(\frac{\partial q_w}{\partial S_w}\right)_t \dots \dots \dots (B.7)$$

El término f_w es por definición, la fracción de agua en el flujo total. Por lo tanto:

$$q_w = f_w q_t \dots \dots \dots (B.8)$$

Derivando la ecuación B.8 con respecto a la saturación de agua, S_w , para un tiempo constante, t, se tiene:

$$\left(\frac{\partial q_w}{\partial S_w}\right)_t = f_w \left(\frac{\partial q_t}{\partial S_w}\right)_t + q_t \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_t \dots \dots \dots (B.9)$$

Sin embargo, puesto que los fluidos son incompresibles, la variación de la velocidad total con la saturación para un tiempo cualquiera es cero. Por lo tanto:

$$\left(\frac{\partial q_w}{\partial S_w}\right)_t = q_t \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_t \dots \dots \dots (B.9a)$$

Sustituyendo la ecuación B.9a en la ecuación B.7 se tiene:

$$\left(\frac{\partial L}{\partial t}\right)_{S_w} = \frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_t \dots \dots \dots (B.10)$$

Esta ecuación indica que la velocidad de avance de un plano de saturación es igual a la velocidad superficial total del fluido, multiplicada por la derivada del flujo fraccional con respecto a la saturación de agua.

CRITERIOS DE SELECCIÓN

Métodos EOR	ACEITE			VACIAMIENTO					
	Gravedad °APl	Viscosidad cP	Composición	So %VP	Tipo de formación	Espesor (m)	Permeabilidad promedio (md)	Profundidad f.	Temperatura °F
	PROCESOS MISCIBLES								
Nitrógeno y Gas de combustión	>35	<0.4	Alto porcentaje de hidrocarburos ligeros	>40	Areniscas y carbonatos con pocas fracturas y alta permeabilidad	Relativamente delgados	INC	>6000	INC
Hidrocarburos Miscibles	>23	<3	Alto porcentaje de hidrocarburos ligeros	>30	Areniscas y carbonatos con pocas fracturas y alta permeabilidad	Relativamente delgados	INC si es un forme	>4000	INC
Inyección CO ₂	>22	<10	Alto porcentaje de hidrocarburos intermedios C5-C12	>20	Areniscas o carbonatos	Relativamente delgados	INC	>2500	INC
PROCESOS DE REDUCCIÓN DE TIF									
Inyección de micela/polímero, ASP y alcalinos	>20	<35	Intermedios, ligeros, algunos ácidos orgánicos para bajar TIF en métodos alcalinos	>35	Preferentemente areniscas	INC	>10	<9000	<200
REDUCCIÓN DE VISCOSIDAD (ACEITE)									
Inyección de vapor	3 a 25	<100000	INC pero algunos extranos ligeros para ayudar a la deslización de vapor	>40	Arenas o areniscas con alta porosidad y permeabilidad preferente	>40	>200	<5000	INC
Combustión in-situ	10 a 27	<5000	Algunos componentes asfálticos para ayudar al depósito de coque	>50	Arenas o areniscas con alta porosidad	>10	>50	<11500	>100
Inyección de polímeros	>15	<150 (preferentemente <100 y >10)	INC	>50	Preferentemente areniscas pero puede ser usado en carbonatos	INC	>10	<9000	<200 para minimizar la cegradación

NC: No Crítica