



---

**BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA**

**“ESTUDIO DE DESPLAZAMIENTO DE PETRÓLEO EN  
CELDAS HELE-SHAW CON EMULSIONES BASADAS EN  
DERIVADOS DE ÁCIDOS GRASOS”**

TESIS PROFESIONAL PARA OBTENER EL GRADO DE:

**MAESTRO EN INGENIERÍA QUÍMICA**

Presenta:

**Ing. Adrián Rosas Jiménez**

Director de tesis:

Dr. Octavio Olivares Xómetl

Co-director:

Dra. Natalya Victorovna Likhanova



# MAESTRÍA EN INGENIERÍA QUÍMICA BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

## ACTA DE REVISIÓN, LIBERACIÓN E IMPRESIÓN DE TESIS

Nombre del Estudiante: ADRIÁN ROSAS JIMÉNEZ

Matrícula: 212470808

Nombre del Asesor: Dr. Octavio Olivares Xómetl

Nombre del Coasesor: Dra. Natalya Victorovna Likhanova

### Título de la Tesis:

ESTUDIO DE DESPLAZAMIENTO DE PETRÓLEO EN CELDAS HELE-SHAW

CON EMULSIONES BASADAS EN DERIVADOS DE ÁCIDOS GRASOS

Por medio de la presente, los integrantes de la Comisión Revisora expresamos que hemos leído y revisado el manuscrito de esta tesis de maestría, por lo que **estamos de acuerdo en que se proceda con su impresión definitiva y que el estudiante presente su defensa y examen de grado en horario y lugar que se indica más abajo.**

Presidente: Dra. María del Consuelo Mendoza Herrera

Firma: \_\_\_\_\_

Secretario: Dr. José Antonio Rivera Márquez

Firma: \_\_\_\_\_

Vocal (1) Dra. Natalya Victorovna Likhanova

Firma: \_\_\_\_\_

Vocal (2): Dr. Octavio Olivares Xómetl

Firma: \_\_\_\_\_

FECHA DE EXAMEN: 18 de Noviembre de 2014

HORA: 14:00 horas

DÍA DE LA SEMANA: Martes

LUGAR: Facultad de Ingeniería Química



---

## AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi enorme gratitud a **Dios** por haber nacido en una familia que siempre me ha amado, con la cual puedo contar en cada momento y porque he tenido una vida feliz y plena. Además por haberme otorgado salud, fuerza, paciencia y sustento durante la realización de mis estudios de grado.

Gracias a mi madre, la **Sra. María Silvia Jiménez Zarate** que siempre ha buscado lo mejor para mí y mi hermano, por educarme, por apoyarme en momentos difíciles, por enseñarme lo que es correcto, por corregirme y por cada una de sus enseñanzas que en este momento de mi vida sé que son parte fundamental de mi persona.

A mi padre, el **Sr. Claudio Jesús Rosas Romero** que a pesar de las dificultades siempre supo cómo salir adelante, y hacer de mi un hombre de bien, justo, humilde y con grandes metas en la vida, gracias por las lecciones, por los regaños, por los momentos de diversión que siempre sabe provocar, por ser tan noble y una buena persona.

Quiero agradecer a mi hermano, **Enrique de Jesús Rosas Jiménez** por ser mi mejor amigo, con quien comparto momentos de tristeza y alegría, por darme siempre una sonrisa y simplemente por ser el mejor hermano.

Gracias a mi tío, el **Arq. José Jorge Jiménez Zarate** por sus valiosos consejos que recibí y por el apoyo que siempre ha estado dispuesto a darme.

Quiero expresar mi total gratitud y admiración al **Dr. Octavio Olivares Xómetl** y a su esposa la **Dra. Natalya Victorovna Likhanova**, por la gran oportunidad que me dieron por laborar con ellos, y haber dirigido este trabajo de tesis; gracias por el tiempo invertido, por cada corrección realizada en este trabajo y sus amables atenciones, les agradezco infinitamente.

A los profesores sinodales, **Dra. Consuelo Mendoza Herrera** y **Dr. José Antonio Rivera Márquez** por sus amables atenciones y sus aportaciones, muchas gracias.

También quiero mostrar mi gratitud a mis amigos **Mtro. Eric Reyes Cervantes** y a la **Mtra. Carla de la Cerna Hernández**, por mostrar interés en mi trabajo y por cada aportación realizada a este trabajo.



---

Gracias a la **Benemérita Universidad Autónoma de Puebla**, al **Instituto Mexicano del Petróleo** y al **CONACYT** por haberme abierto las puertas de sus aulas y laboratorios, así como brindarme el apoyo necesario para culminar este proyecto.

Al proyecto CONACYT No. **167232** “Desplazamiento de petróleo en celdas Hele-Shaw simulando el medio poroso de caliza fracturada”.

Al Instituto Mexicano del Petróleo por la beca complementaria derivada del proyecto **D.60026** “Uso de emulsiones basadas en compuestos hidrofóbicos como proceso de recuperación mejorada de hidrocarburos”.

Doy gracias a mis amigos “Brasileños” la **Dra. Fabiola Dias da Silva Curbelo** y el **Dr. Alfredo Ismael Curbelo Garnica** por compartir sus conocimientos y enriquecer este trabajo, así como su hospitalidad durante la estancia realizada en ese bello país.

A mi amigo **Fernando Rubio Castro**, por haberme apoyado mucho en este proyecto y compartir la vida universitaria juntos, con sus éxitos y sus fracasos.

Finalmente, me gustaría agradecer sobremanera a mi novia **Lizbeth Martínez Bucio**, por acompañarme y apoyarme en todo momento en esta hermosa aventura que es una más de tantas a partir de este momento.



## ÍNDICE

RESUMEN .....	1
OBJETIVO GENERAL.....	3
OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	3
INTRODUCCIÓN.....	4
CAPÍTULO 1 ANTECEDENTES .....	6
1.1    Métodos de producción del petróleo .....	7
1.1.1 Recuperación primaria .....	8
1.1.2 Recuperación secundaria .....	9
1.1.3 Recuperación terciaria y/o mejorada (EOR).....	10
1.2    Factores que controlan la recuperación de petróleo.....	13
1.2.1 Geometría del yacimiento .....	15
1.2.2 Litología .....	16
1.2.3 Profundidad del yacimiento.....	16
1.2.4 Porosidad .....	16
1.2.5 Permeabilidad .....	17
1.2.6 Presión capilar.....	18
1.2.7 Saturación .....	18
1.2.8 Tensión superficial y tensión interfacial.....	20
1.2.9 Mojabilidad .....	20
1.3 Emulsiones.....	23
1.4 Celdas Hele-Shaw .....	25
CAPÍTULO 2 DESARROLLO EXPERIMENTAL.....	29
2.1. Reactivos y materiales.....	30



2.2. Preparación y caracterización de emulsiones .....	30
2.3 Construcción celdas Hele-Shaw.....	30
2.4 Análisis superficial del vidrio.....	32
2.4.1 Microscopia electrónica de barrido (SEM) .....	33
2.4.2 Microscopia de fuerza atómica (AFM) .....	34
2.4.3 Ángulo de contacto.....	34
2.5 Saturación de celda .....	35
2.6 Pruebas de desplazamiento (petróleo/agua/emulsión) .....	35
2.7 Metodología de análisis de imágenes .....	37
CAPÍTULO 3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....	39
3.1 Caracterización de vidrio .....	40
3.1.1 Microscopia electrónica de barrido (SEM).....	40
3.1.2 Microscopia de fuerza atómica (ATM) .....	42
3.2.1 Microscopia electrónica de barrido (SEM).....	44
3.2.2 Microscopia de fuerza atómica (ATM) .....	45
3.3 Ángulo de contacto .....	47
3.4 Caracterización de emulsiones .....	48
3.5 Recuperación de petróleo en celdas de vidrio .....	50
3.6 Proceso de imbibición en la recuperación secundaria .....	51
3.7 Recuperación mejorada de petróleo en celdas de vidrio.....	58
3.7.1 Recuperación mejorada con emulsión E-18.....	58
3.7.2 Recuperación mejorada con emulsión E-29.....	62
3.7.3 Recuperación mejorada con emulsión R-27 .....	66
3.8 Comparativo de los volúmenes recuperados.....	69



---

3.9 Recuperación de petróleo en celdas de acrílico .....	70
CONCLUSIONES .....	74
REFERENCIAS .....	76
ANEXO I .....	81
ANEXO II .....	114



## Índice de Figuras

<b>Figura 1.</b> Etapas y los métodos de recuperación y los posibles factores de recuperación finales que se pueden obtener. ....	11
<b>Figura 2.</b> Volumen de reservas remanente de aceite en México. ....	13
<b>Figura 3.</b> Evolución de Proyectos de EOR en los Estados Unidos. ....	14
<b>Figura 4.</b> Distribución de fluidos en una inyección de agua. ....	19
<b>Figura 5.</b> Imagen del ángulo de contacto de una gota de petróleo. ....	21
<b>Figura 6.</b> Modelo celda Hele Shaw. ....	26
<b>Figura 7.</b> Medidas de la celda Hele-Shaw empleadas durante las pruebas. ....	32
<b>Figura 8.</b> Celda Hele-Shaw saturada con petróleo. ....	35
<b>Figura 9.</b> Diagrama de las pruebas de recuperación mejorada realizadas. ....	36
<b>Figura 10.</b> Celda Hele-Shaw saturada con petróleo. ....	37
<b>Figura 11.</b> Micrografías obtenidas por SEM del sustrato de vidrio satinado a aumentos de a) x100, b) x500, c) x1000 y d) x5000. ....	40
<b>Figura 12.</b> Espectro de EDS de la superficie de vidrio satinado (blanco). ....	41
<b>Figura 13.</b> Imagen topográfica de AFM (Modo Tapping) de sustrato de vidrio satinado a 500 nm en a) 2D y b) 3D. ....	43
<b>Figura 14.</b> Valores de rugosidad del sustrato de vidrio utilizando AFM. ....	43
<b>Figura 15.</b> Micrografía SEM del sustrato de acrílico a aumentos de a) x100, b) x500, c) x1000 y d) x5000. ....	44
<b>Figura 16.</b> Espectro de EDS de la superficie de acrílico. ....	45
<b>Figura 17.</b> Imágenes topográfica de AFM (Modo Tapping) de sustrato de acrílico a escala de 1 $\mu$ m en a) 2D y b) 3D. ....	46
<b>Figura 18.</b> Valores de rugosidad del sustrato de acrílico utilizando AFM. ....	46



---

<b>Figura 19.</b> Comportamiento del ángulo de contacto empleando agua HPLC en vidrio satinado. ....	47
<b>Figura 20.</b> Comportamiento del ángulo de contacto empleando hidrocarburo en vidrio satinado. ....	48
<b>Figura 21.</b> Gráfica de distribución de tamaño de gota para emulsión E-29. ....	49
<b>Figura 22.</b> Imagen en dos dimensiones de la celda Hele-Shaw saturada con petróleo ligero de 32° API. ....	51
<b>Figura 23.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación secundaria de petróleo a 0.5 mL/min. ....	52
<b>Figura 24.</b> Proceso de barrido con inyección de agua a 0.5 mL/min. ....	53
<b>Figura 25.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación secundaria de petróleo a 1.5 mL/min. ....	54
<b>Figura 26.</b> Proceso de barrido con inyección de agua a 1.5 mL/min. ....	55
<b>Figura 27.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación secundaria de petróleo a una velocidad de 3 mL/min de fluido desplazante. ....	56
<b>Figura 28.</b> Proceso de barrido con inyección de agua a 3 mL/min. ....	57
<b>Figura 29.</b> Recuperación secundaria a velocidades de 0.5 mL/min, 1.5 mL/min y 3 mL/min. ....	57
<b>Figura 30.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación de petróleo por la inyección de la emulsión E-18 al 5 % a una velocidad de 0.5 mL/min. ....	59
<b>Figura 31.</b> Proceso de recuperación de petróleo a velocidad de 0.5 mL/min por la inyección de la emulsión E-18 al 5 %. ....	60
<b>Figura 32.</b> Finalización de la etapa de recuperación de petróleo a velocidad de 0.5 mL/min por la inyección de la emulsión E-18 diluida a) 1% y 5% b). ....	60
<b>Figura 33.</b> Proceso de desplazamiento mejorado de petróleo en ausencia y presencia de emulsión E-18 diluida al 1 %. ....	62
<b>Figura 34.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación de petróleo por la inyección de la emulsión E-29 al 5 % a una velocidad de 1.5 mL/min. ....	63

---



<b>Figura 35.</b> Gráfico de recuperación de petróleo en las dos etapas evaluadas a velocidad de inyección del agua al 1.5 mL/min y en la presencia de la emulsión E-29 al 5 %.....	63
<b>Figura 36.</b> Gráficos de recuperación de petróleo en las dos etapas evaluadas a velocidad de inyección del agua al 1.5 mL/min y en la presencia de la emulsión E-29 diluida a) 1 % b) 5 %. .....	64
<b>Figura 37.</b> Proceso de desplazamiento mejorado de petróleo en ausencia y presencia de emulsión E-29 diluida al 1 % . .....	65
<b>Figura 38.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación de petróleo por la inyección de la emulsión R-27 al 1 % a una velocidad de 3 mL/min.....	66
<b>Figura 39.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con R-27 al 1% a una velocidad de 3 mL/min. ....	67
<b>Figura 40.</b> Finalización de la etapa de recuperación terciaria a velocidad de 3 mL/min de la emulsión E-29 diluidas a) 1% y 5% b). ....	67
<b>Figura 41.</b> Proceso de desplazamiento mejorado de petróleo en ausencia y presencia de emulsión R-27 al 1%.....	69
<b>Figura 42.</b> Celdas Hele-Shaw de acrílico saturadas con crudo ligero.....	70
<b>Figura 43.</b> Proceso de imbibición en ausencia de emulsión a velocidad de flujo de 0.5 mL/min. .....	71
<b>Figura 44.</b> Final del proceso de imbibición inducido por agua a velocidad de 0.5 mL/min.....	72
<b>Figura 45.</b> Celda de acrílico Hele-Shaw con arqueamiento en la zona central. ....	72
<b>Figura 46.</b> Modificación a la celda Hele-Shaw (uso de soleras).....	73



---

## Índice de Tablas

<b>Tabla 1.</b> Parámetros de densidad del tipo de crudo.....	8
<b>Tabla 2.</b> Elementos empleados para la EOR.....	12
<b>Tabla 3.</b> Factores de recuperación de algunos países. ....	15
<b>Tabla 4.</b> Composición en porcentaje en peso y porcentaje atómico del sustrato de vidrio. ...	42
<b>Tabla 5.</b> Composición en porcentaje en peso y porcentaje atómico del sustrato de acrílico..	45
<b>Tabla 6.</b> Resultados de mediciones de tamaño de partícula. ....	49
<b>Tabla 7.</b> Resultados de mediciones de potencial zeta.....	50
<b>Tabla 8.</b> Volúmenes recuperado de petróleo empleando la emulsión E-18 diluida al 1%. ....	61
<b>Tabla 9.</b> Volúmenes recuperado de petróleo empleando la emulsión E-29 diluida al 1%. ....	64
<b>Tabla 10.</b> Volúmenes recuperado de petróleo empleando la emulsión R-27 diluida al 1%. ...	68



## Índice Anexo I

<b>Figura AI- 1.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-18 al 1% a una velocidad de 0.5 mL/min. ....	81
<b>Figura AI- 2.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-18 al 1% a una velocidad de 1.0 mL/min. ....	82
<b>Figura AI- 3.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-18 al 1% a una velocidad de 1.5 mL/min. ....	83
<b>Figura AI- 4.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-18 al 1% a una velocidad de 2.0 mL/min. ....	84
<b>Figura AI- 5.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-18 al 1% a una velocidad de 2.5 mL/min. ....	85
<b>Figura AI- 6.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-18 al 1% a una velocidad de 3.0 mL/min. ....	86
<b>Figura AI- 7.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-18 al 5% a una velocidad de 1.0 mL/min. ....	87
<b>Figura AI- 8.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-18 al 5% a una velocidad de 1.5 mL/min. ....	88
<b>Figura AI- 9.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-18 al 5% a una velocidad de 2.0 mL/min. ....	89
<b>Figura AI- 10.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-18 al 5% a una velocidad de 2.5 mL/min. ....	90
<b>Figura AI- 11.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-18 al 5% a una velocidad de 3.0 mL/min. ....	91
<b>Figura AI- 12.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-29 al 1% a una velocidad de 0.5 mL/min. ....	92
<b>Figura AI- 13.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-29 al 1% a una velocidad de 1.0 mL/min. ....	93



<b>Figura Al- 14.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-29 al 1% a una velocidad de 1.5 mL/min. ....	94
<b>Figura Al- 15.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-29 al 1% a una velocidad de 2.0 mL/min. ....	95
<b>Figura Al- 16.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-29 al 1% a una velocidad de 2.5 mL/min. ....	96
<b>Figura Al- 17.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-29 al 1% a una velocidad de 3.0 mL/min. ....	97
<b>Figura Al- 18.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-29 al 5% a una velocidad de 0.5 mL/min. ....	98
<b>Figura Al- 19.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-29 al 5% a una velocidad de 1.0 mL/min. ....	99
<b>Figura Al- 20.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-29 al 5% a una velocidad de 2.0 mL/min. ....	100
<b>Figura Al- 21.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-29 al 5% a una velocidad de 2.5 mL/min. ....	101
<b>Figura Al- 22.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-29 al 5% a una velocidad de 3.0 mL/min. ....	102
<b>Figura Al- 23.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con R-27 al 1% a una velocidad de 0.5 mL/min. ....	103
<b>Figura Al- 24.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con R-27 al 1% a una velocidad de 1.0 mL/min. ....	104
<b>Figura Al- 25.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con R-27 al 1% a una velocidad de 1.5 mL/min. ....	105
<b>Figura Al- 26.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con R-27 al 1% a una velocidad de 2.0 mL/min. ....	106



<b>Figura AI- 27.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con R-27 al 1% a una velocidad de 2.5 mL/min. ....	107
<b>Figura AI- 28.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con R-27 al 5% a una velocidad de 0.5 mL/min. ....	108
<b>Figura AI- 29.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con R-27 al 5% a una velocidad de 1.0 mL/min. ....	109
<b>Figura AI- 30.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con R-27 al 5% a una velocidad de 1.5 mL/min. ....	110
<b>Figura AI- 31.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con R-27 al 5% a una velocidad de 2.0 mL/min. ....	111
<b>Figura AI- 32.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con R-27 al 5% a una velocidad de 2.5 mL/min. ....	112
<b>Figura AI- 33.</b> Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con R-27 al 5% a una velocidad de 3.0 mL/min. ....	113

## Índice Anexo II

<b>Tabla AII- 1.</b> Volúmenes recuperado de petróleo empleando la emulsión E-18 diluida al 5%. ....	114
<b>Tabla AII- 2.</b> Volúmenes recuperado de petróleo empleando la emulsión E-29 diluida al 5%. ....	114
<b>Tabla AII- 3.</b> Volúmenes recuperado de petróleo empleando la emulsión R-27 diluida al 5%. ....	114



## RESUMEN

En la presente tesis se estudia el desplazamiento del petróleo en celdas Hele-Shaw empleando emulsiones basadas en los derivados de ácidos grasos de tipo Winsor I, formuladas a partir de ácido octanóico (E-18), ácido oleico (E-29) y aceite de silicón (R-27), con el objetivo de mejorar la recuperación de crudo. Este proceso consiste en desplazar el petróleo en un medio poroso, representado por la celda Hele-Shaw, después de la inundación con agua estudiando la formación de nuevos caminos preferenciales en ausencia y presencia de emulsiones diluidas al 1% y 5%.

Se diseñaron, celdas Hele-Shaw de vidrio y acrílico de dimensiones de 29 cm de ancho por 39 cm de largo. Cada celda con perforaciones localizadas en los extremos opuestos respectivamente, éstas representaban los pozos de inyección y producción del yacimiento petrolero. Las placas se sometieron a un tratamiento de lavado previo y posteriormente se caracterizaron por las técnicas de microscopía electrónica de barrido (SEM) y microscopía de fuerza atómica (AFM).

El proceso de imbibición se conformó de tres etapas: la primera, conocida como *recuperación secundaria*, consistió en la inyección de agua a través del pozo inyector hasta la recuperación nula de petróleo; en la segunda etapa, *inyección de emulsión*, se suspendió la inundación de agua e introdujo al sistema un lote de 1.5 mL de emulsión diluida, al 1% o 5%; la última etapa, *la recuperación terciaria*, consistió en la reactivación del fluido desplazante para la recuperación del crudo remanente.

Adicionalmente, se realizó el análisis de los patrones de flujo de la etapa secundaria y terciaria, mediante una selección minuciosa de imágenes, con las cuales, se analizaron los caminos preferenciales en ausencia y presencia de las emulsiones, reportándose el área desplazada ( $\text{cm}^2$ ) en función del tiempo.

Además, se cuantificó el volumen recuperado tomando lecturas cada 5 minutos durante todo el proceso de imbibición, generando gráficas de porcentaje de recuperación de aceite original durante todo el proceso en función del tiempo, donde se pudo observar las tres etapas de recuperación de crudo.



---

Los resultados mostraron que las emulsiones tipo Winsor I modifican la formación de caminos preferenciales, generando patrones de flujo completamente diferentes a los obtenidos con sólo la inyección de agua debido a un cambio en la mojabilidad de la superficie, además, de incrementar la recuperación de crudo entre 10% y 23%, obteniendo porcentajes de recuperación total hasta del 75%.



---

## OBJETIVO GENERAL

Realizar el estudio de drene y/o imbibición forzada en celdas Hele-Shaw simulando en 2D el medio poroso/fracturado con mojabilidades diferentes, para la recuperación mejorada del petróleo, mediante el uso de emulsiones derivadas de ácidos grasos.

## OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Aplicar un sistema de desplazamiento para la recuperación de crudo ligero de 32 °API que permita estudiar los patrones de flujo.
2. Analizar los patrones de flujo y su desplazamiento así como la imbibición o drene en ausencia y presencia de emulsiones formuladas a partir de ácido octanoico, ácido oleico, aceite vegetal y octanoato de N-trioctilmetilamonio (Winsor I) en celdas Hele-Shaw.
3. Proponer un sistema de captura de imágenes para el análisis cualitativo de las pruebas realizadas.
4. Cuantificar la recuperación del crudo que se logra con la aplicación de emulsiones preparadas.



## INTRODUCCIÓN

La actividad petrolera se encuentra estrechamente ligada a los movimientos sociales y económicos del país desde su expropiación en 1938, contribuyendo en su desarrollo como soporte y desde luego como pieza clave en el desarrollo de nuestra economía. Para ello, todas las etapas que conforman la extracción, transportación y refinamiento del petróleo (crudo) son tareas de vital importancia, debido a que garantiza una competitividad de nuestro país como productor de petróleo y por ende de la economía.

México es el décimo cuarto país más extenso del mundo con una superficie cercana a dos millones de Km<sup>2</sup>. Posee el octavo lugar de producción mundial de petróleo, donde al cierre del 2011 se produjeron 2,038 Millones de barriles diarios (Mbd) (Fernández *et al.*, 2012).

La producción de crudo en Norteamérica totalizó 16,826000 barriles por día a principios de 2014, 8.7% superior al volumen registrado en 2012. Estados Unidos fue el principal productor de la región con una aportación de 60 %; le siguió Canadá con 24% y México con 16%. Es importante mencionar que México fue el único país de la región con un ligero decremento (1%) en su producción (BP, 2014).

Los precios elevados del petróleo motivan la aplicación de tecnologías que requieren una inversión económica superior a los procesos tradicionales de recuperación primaria y secundaria, entre estas tecnologías se encuentran la recuperación terciaria o mejorada por inyección de químicos.

Sin embargo, las características de los yacimientos en ocasiones hacen que estos procesos resulten costosos, selectivos y a veces no es posible lograr la extracción con un buen factor de recuperación. Dando como resultado que en muchos casos se cierren pozos de los campos petroleros, los cuales, aún contienen cerca del 60% de crudo residual, posterior a la etapa secundaria (Salager, 2005). Debido a la declinación del crudo en nuestro país y su alto precio por barril, actualmente se buscan alternativas de desarrollo en la tercera fase de recuperación, con el objetivo de incrementar la producción en nuestro país.

Características como la mojabilidad de la roca y las fuerzas capilares tiene una gran importancia sobre el proceso de extracción del petróleo.



La eficiencia de extracción en yacimientos con mojabilidad mixta es mayor, debido a que en la superficie existen zonas hidrofóbicas que modifica el mecanismo de desplazamiento del aceite, contribuyendo a la formación de caminos continuos para el petróleo, permitiéndolo fluir desde las zonas prácticamente llenas de agua, mientras que las zonas hidrofílicas ayudan al proceso de imbibición (Abdallah & Buckley, 2007).

La inyección de soluciones pueden ser una nueva alternativa a los procesos de recobro de hidrocarburo, con el uso de polímeros se mejora el barrido volumétrico dentro del yacimiento impactando en la recuperación total. Sin embargo, México no es un productor mundial en este sector, es por ello, que resulta un método costoso en las prácticas petroleras mexicanas. Por esa razón, la búsqueda de nuevas alternativas para el mejor barrido volumétrico dentro de yacimientos petroleros sigue en desarrollo. En este estudio, usamos emulsiones basadas en la materia prima “ácidos grasos” que produce México en grandes cantidades a nivel mundial, para los procesos de recuperación mejorada. No obstante, en pruebas de laboratorio usando núcleos de roca o empacamientos de arena es muy difícil visualizar los patrones de flujo de los fluidos sin las técnicas especiales, como la Tomografía Computarizada (TC) (Sergio, 2004).

*Por esta razón, en el presente trabajo proponemos un estudio de dos dimensiones en las celdas Hele-Shaw, simulando el medio con mojabilidad hacia aceite y/o agua para la recuperación mejorada a base de métodos químicos, mediante el uso de emulsiones derivados de ácidos grasos tipo Winsor I, con la finalidad de incrementar el factor de recuperación adicional de petróleo entre 10 y 20% a nivel laboratorio. Así como un análisis de las diferencias cualitativas del fenómeno de imbibición por medio de imágenes que representen el proceso de recuperación.*



---

# CAPÍTULO

1

## ANTECEDENTES



## 1.1 Métodos de producción del petróleo

Proveniente del latín *petroleum*, *petra*-piedra y *óleum*-aceite, la palabra petróleo significa aceite de piedra. *Su formación está ligada a la teoría de formación orgánica*, como resultado de una transformación verificada por bacterias anaerobias se origina un fango negrozco llamado *sapropel* considerado como la sustancia madre (Covantes, 1988).

El petróleo se encuentra en el subsuelo, impregnado en formaciones de tipo arenoso y calcáreo, asume los tres estados físicos de la materia según su composición, temperatura y presión a la que se encuentra. Su color varía entre el ámbar y el negro, su densidad varía dependiendo del tipo de crudo, pero se mantiene inferior a la del agua, en estado gaseoso es incoloro, inodoro e insípido (Covantes, 1988).

Por lo general el hidrocarburo se encuentra en el subsuelo en medio de una capa de gas y agua. Para dar lugar a un yacimiento es necesario que ocurran cuatro condiciones (IMP, 2011).

1. Una roca almacenadora porosa y permeable en forma tal que bajo presión, el crudo pueda moverse a través de sus poros de tamaño microscópico.
2. Una roca impermeable que forma un tipo de sello, evitando que el hidrocarburo escape a la superficie.
3. El yacimiento debe tener forma de “trampa”, es decir, que las rocas impermeables se encuentren dispuestas en tal forma que el petróleo no pueda moverse hacia los lados.
4. Deben existir rocas cuyo contenido orgánico se haya convertido en petróleo por efecto de la presión y de la temperatura.

La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica al petróleo de acuerdo a su densidad API (Parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, por sus siglas en inglés), la cual se muestra en la Tabla 1 (IMP, 2011).

Los crudos de petróleo son mezclas complejas que contienen muchos compuestos de hidrocarburos diferentes, cuyo aspecto y composición es distinta de unos yacimientos a otros, a veces incluso entre pozos relativamente próximos. Los elementos principales que lo conforman son el carbono (84 - 87% en peso) y el hidrógeno (11 - 14% en peso), apareciendo azufre (hasta un 8%), nitrógeno (hasta un 1,6%), oxígeno (hasta un 1.8%) y diversos metales pesados, en particular Ni y V (> 1000 ppm, conjuntamente) (Magee, 1993).



**Tabla 1.** Parámetros de densidad del tipo de crudo.

Aceite crudo	Densidad (g/cm <sup>3</sup> )	Densidad grados API
<b>Extrapesado</b>	>1.0	10.0
<b>Pesado</b>	1.0 - 0.92	10.0 – 22.3
<b>Mediano</b>	0.92 – 0.87	22.3 – 31.1
<b>Ligero</b>	0.87 – 0.83	31.1 – 39
<b>Superligero</b>	<0.83	>39

Debido a la calidad y diversidad de crudos de petróleo, se han desarrollado diversos procedimientos de clasificación que permiten agruparlos en series de características similares y utilizarse para caracterizar los productos que se derivan de ellos (Magee, 1993).

Un yacimiento de petróleo es un volumen poroso que contiene agua, petróleo y a veces una fase gaseosa. El medio poroso o roca madre es de origen sedimentario de tipo arenisca o caliza, consolidado o no. El diámetro de poro varía ampliamente según la roca, pero es de tamaño microscópico, desde algunas fracciones de milímetro a algunos micrómetros.

Cada medio poroso tiene sus características: *porosidad, permeabilidad y mojabilidad*. Debido a las variaciones ocurridas durante el largo proceso de sedimentación, su superficie se presenta de forma heterogénea, esta característica complica las operaciones de producción porque tienden a formar caminos preferenciales y segregaciones (Frank, 2008).

El ciclo de vida de un yacimiento se caracteriza típicamente por tres etapas principales: la acumulación, la extracción y disminución del crudo. El mantenimiento de los niveles de producción requeridos durante el ciclo de vida, demanda un vasto conocimiento y la capacidad de controlar los mecanismos de recuperación implicados (Zitha *et al.*, 2008).

### 1.1.1 Recuperación primaria

Las propiedades físico-químicas (densidad, viscosidad, presión, temperatura, volumen, etc.) de los hidrocarburos varían en un amplio intervalo, las cuales influyen en el proceso de recuperación de crudo.



En el caso más simple, el agua, petróleo o gas, que están contenidos en la roca que rodea al crudo de un yacimiento, se encuentran sometidos a presión debido al peso del material sobre el medio poroso. Desplazándose a un área de presión inferior y elevación superior tal como la cabeza del pozo, superando así las fuerzas viscosas. Cuando la caída de presión no es lo suficientemente grande, los métodos artificiales de elevación (bombas, elevación de gas, etc.) se puede utilizar para mejorar el flujo a la superficie (Zitha *et al.*, 2008).

Para la recuperación primaria (es decir, agotamiento natural de presión del depósito), el ciclo de vida es generalmente corto y el factor de recuperación no excede del 20% en la mayoría de los casos (Ramachandran, 2004).

### 1.1.2 Recuperación secundaria

La recuperación secundaria generalmente se basa en la inyección de fluidos que inicialmente no están presentes en la reserva, para acumular presión que se disipa durante la etapa primaria. El más común de estos métodos es inyectar agua, por su relativa simplicidad, disponibilidad y por la relación costo-efectividad. A este método se denomina sencillamente una inundación con agua.

Al igual que la recuperación primaria, la eficiencia de la inyección de agua se determina por factores intrínsecos, como las propiedades de hidrocarburos, eficiencia de desplazamiento microscópica del aceite, propiedades roca/fluido y heterogeneidades del yacimiento. El factor de recuperación se determina por una serie de elementos externos, incluyendo la arquitectura, el número y colocación de pozos inyectoros y los pozos de producción. La elección adecuada de estos parámetros maximiza el barrido de depósito (Zitha *et al.*, 2008).

Para la recuperación secundaria, el incremento del factor de recobro oscila entre 15 y 25%. A nivel mundial, los factores generales para la gama combinada de recuperación primaria y secundaria fluctúan entre 35 y 45%. El aumento en el factor de los métodos de inyección de agua en un 10 a 30% podría contribuir de manera significativa al suministro de petróleo que tanto necesita (Zitha *et al.*, 2008).



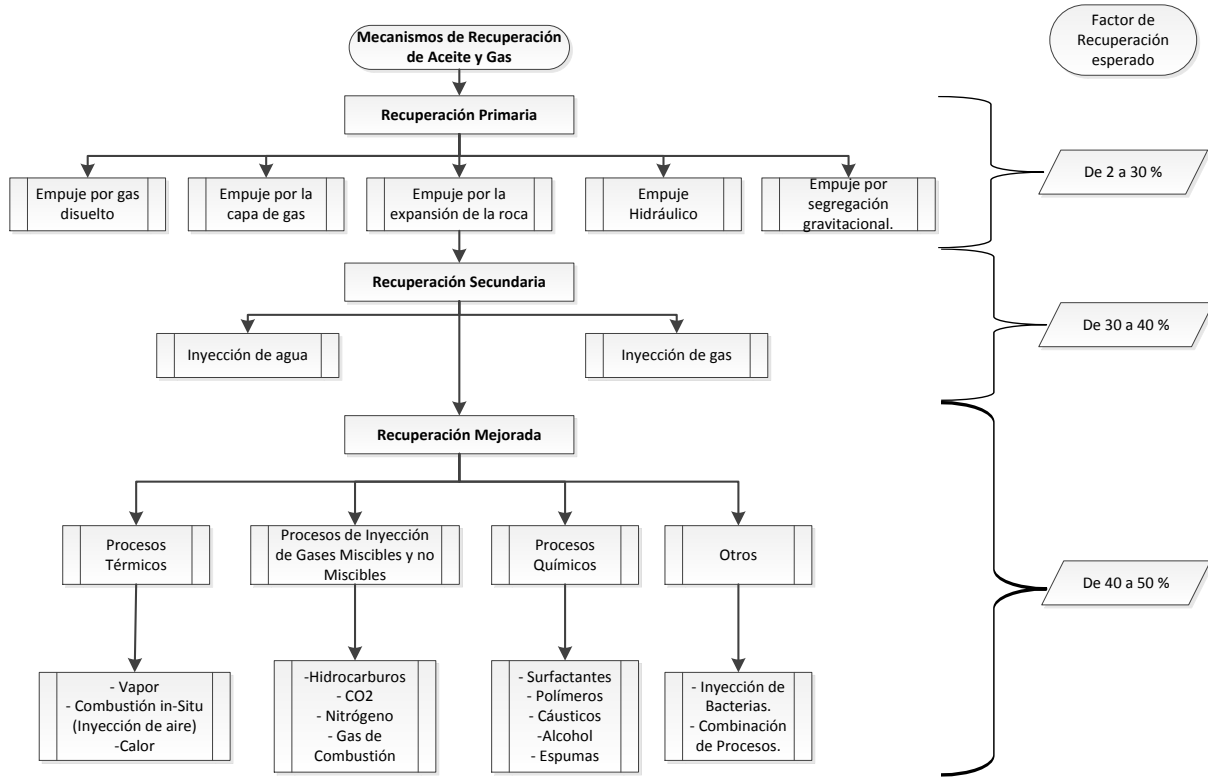
### 1.1.3 Recuperación terciaria y/o mejorada (EOR)

Sólo el 30% del aceite de un pozo petrolero puede extraerse con los métodos tradicionales, por tanto, quedan enormes cantidades de petróleo por recuperar de los puntos de extracción actuales o incluso de los ya abandonados. Esto se debe a que la mayor cantidad del aceite se encuentra en el medio poroso o matriz; es decir, en la roca: llámese areniscas, calizas o carbonatos.

La aplicación de la recuperación terciaria o mejorada de petróleo EOR, (Enhanced Oil Recovery, por sus siglas en inglés), puede ayudar a recuperar entre 10 y 20% del hidrocarburo original en sitio, lo cual podría parecer poco, pero resulta bastante para la industria petrolera.

Entre los métodos cuyo propósito es mejorar la eficiencia del desplazamiento mediante una reducción de las fuerzas capilares, se pueden citar la utilización de disolventes miscibles con el crudo y la obtención de baja tensión interfacial con soluciones de surfactantes o soluciones alcalinas (ASP). Para mejorar la eficiencia de barrido se puede reducir la viscosidad del crudo mediante calentamiento, aumentar la viscosidad del agua con polímeros hidrosolubles, o taponar los caminos preferenciales por ejemplo con espumas; también está la inyección de gases como nitrógeno o bióxido de carbono y la inyección de productos químicos para liberar el petróleo atrapado en la roca o matriz (Rawya, 1989).

Los esquemas de recuperación terciaria utilizan típicamente interacciones o calor para, reducir la viscosidad del petróleo de manera que éste fluya libremente o, cambiar las propiedades de la interfaz entre el petróleo y las rocas para que pueda fluir a través de los poros pequeños y entrar a canales ascendientes donde se puede barrer mediante un fluido de impulsión o mover mediante el gradiente de presión a un pozo de producción. En la Figura 1, de manera simplificada, se presentan estas tres etapas de explotación de los yacimientos (CNH, 2010).



**Figura 1.** Etapas y los métodos de recuperación y los posibles factores de recuperación finales que se pueden obtener.

La aplicación de cada uno de estos procesos en particular, depende de las características propias del yacimiento al que se va a aplicar y que incluyen: la formación, tipo de aceite, relación agua-aceite y gas-aceite en la superficie, presión en el momento de iniciar la recuperación mejorada y la profundidad de la formación productora, principalmente.

A continuación se desglosan (Tabla 2) algunos de los elementos más empleados para cada método de recuperación mejorada (TIORCO, 2012; OilFlow, 2013; CNH, 2012).

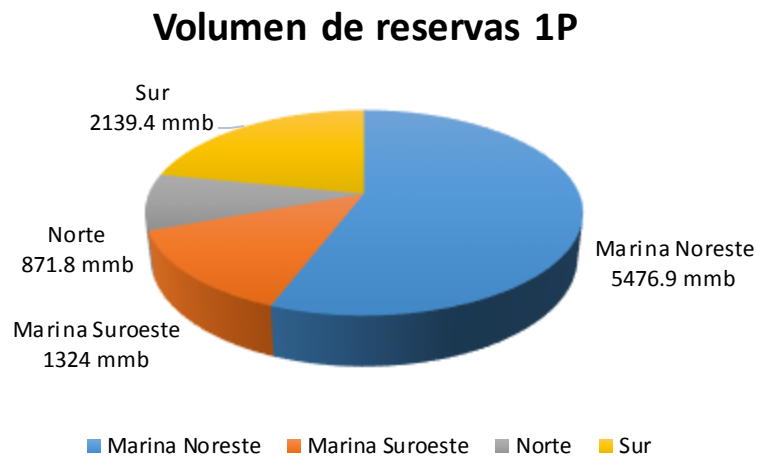
**Tabla 2. Elementos empleados para la EOR.**

Método	Descripción	Elemento empleado
<b>Térmicos</b>	El mecanismo de producción consiste en la transferencia de energía térmica hacia el yacimiento. La temperatura del aceite se eleva drásticamente por lo que se expanden los fluidos, se evapora algo de líquido y se reducen las viscosidades (aumentando la movilidad).	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Inyección de agua caliente.</li> <li>➤ Inyección continua de vapor.</li> <li>➤ Inyección cíclica de vapor (CSS).</li> <li>➤ Inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD).</li> <li>➤ VAPEX (mezcla de solventes seguida de un gas transportador)</li> <li>➤ ES-SAGAD.</li> <li>➤ SAGP (gas no condensable inyectado junto con vapor)</li> <li>➤ Combustión <i>in situ</i>.</li> </ul>
<b>Inyección de gases</b>	Este método tiene como objetivo incrementar el número capilar. Esto significa que la tensión interfacial entre el fluido inyectado y el aceite se reduce. Este método recupera aceite por transferencia de masa	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Inyección de gas natural.</li> <li>➤ Inyección de GLP.</li> <li>➤ Inyección de CO<sub>2</sub>.</li> <li>➤ Inyección de NO<sub>2</sub>.</li> <li>➤ Inyección de gases de combustión.</li> </ul>
<b>Inyección de químicos</b>	Algunos químicos son inyectados con el objetivo de reducir la tensión interfacial (incrementar el número capilar) y/o disminuir la relación de movilidad a fin de mejorar el control sobre la movilidad (reducir la canalización)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Inyección de polímeros (Water-Cut 100, Water-Cut 204, Water-Cut 210c, Hi Vis 350, Hi-Vis 360, Wellflux AI, Wellflux CT, TerraFlux).</li> <li>➤ Inyección de surfactantes (Stepan, Ramnolípidos, Soforolípidos, Trehalolípidos, Lipopolisacáridos, Surfactina, Fosfolípidos, Lisina, Ácidos Grasos, etc).</li> <li>➤ Inyección de polímeros micelares (Brightwater, TIOR-KOH, TIOR-KOH 845, TIOR-KOH 899, TIORCO 535).</li> <li>➤ Inyección de álcalis (cáustica o inyección con alto pH).</li> <li>➤ Inyección de espumas (espumas <i>in situ</i>, espuma del control de movilidad).</li> <li>➤ Inyección de geles (geles de dispersión coloidal, MARCIT, UNOGEL).</li> <li>➤ Inyección inteligente de agua</li> <li>➤ Inyección microbiana</li> </ul>
<b>Híbridos</b>	Se llama a la nueva generación de técnicas que proviene de la combinación de otras a fin de hacer el proceso general más eficiente y se minimice la retención o pérdida de químicos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Inyección de salmuera de baja salinidad con surfactante (biosurfactantes).</li> <li>➤ Inyección de agua alternada con inyección de gas.</li> <li>➤ Inyección cíclica de CO<sub>2</sub>.</li> <li>➤ Inyección de polímero surfactante álcali (ASP). Algunos productos comerciales de marcas Stepan y Petrostep.</li> </ul>

## 1.2 Factores que controlan la recuperación de petróleo

En los años recientes se ha resaltado en la industria petrolera, la necesidad de aumentar las reservas probadas (1P) y que una manera de lograrlo, es a través, de incrementar los factores de recuperación de los diferentes yacimientos en los campos ya descubiertos y de explotación. Una de las razones de tener un nivel bajo de las reservas 1P, se debe principalmente a la carencia de la aplicación de métodos de IOR-EOR.

Derivado de un estudio de la CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos), se ha destacado el enorme potencial que existe en el país, al que únicamente se puede acceder mediante el uso de métodos EOR. La Figura 2 describe el volumen remanente de aceite en las regiones de México reportando al 1 de Enero de 2014 la cantidad de 9,812.1 millones de barriles de petróleo crudo (SENER, 2014).



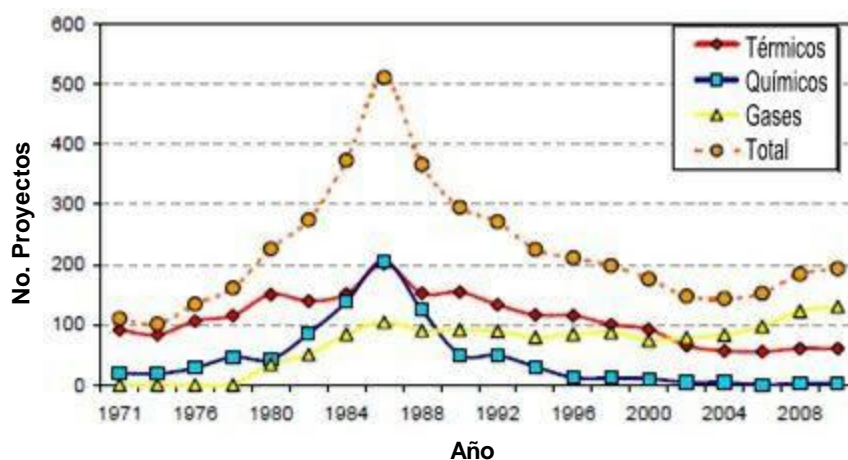
**Figura 2.** Volumen de reservas remanente de aceite en México.

La ley de la CNH establece claramente como mandato, que se promueva el incremento de dichos factores de recuperación, como una de las áreas de oportunidad para aumentar las reservas probadas de hidrocarburos (Zepeda, 2012). Esto, con el fin de definir más adelante las mejores prácticas de la industria y conocer cuáles de ellas se pudiera aplicar en México.

La producción nacional histórica acumulada resalta el hecho que solo ha sido explotada el 14% del aceite descubierto. Lo anterior representa buenas noticias, ya que denota que el crudo en México está muy lejos de agotarse y demuestra que el futuro de la producción, tendrá como una de sus componentes principales el desarrollo de métodos eficientes de IOR-EOR.

Desde el año 2002 los métodos de inyección de gas, superan en número a los métodos térmicos. Sin embargo, estos últimos han mostrado un ligero aumento desde 2004, debido al incremento de métodos de inyección de aire de alta presión (IAAP, por sus siglas en inglés) en yacimientos de petróleo ligero representados en la Figura 3.

Los métodos químicos de EOR han captado el interés de las compañías petroleras en los últimos años, ya que representa un área de oportunidad debido a las condiciones actuales de los yacimientos maduros pese a que sólo se registraron dos proyectos en el 2008. Sin embargo, hay un aumento en proyectos químicos de EOR en los Estados Unidos y en el extranjero reportado en la literatura (Alvarado, 2010).



**Figura 3.** Evolución de Proyectos de EOR en los Estados Unidos.

En el 2º *Regional Meeting del World Petroleum Congress* de diciembre de 2003, *Leif Magne Meling* de *Statoil*, presentó un trabajo, señalando los factores de recuperación de varios países hasta esa fecha, así como los factores finales esperados, algunos de los cuales se presentan a continuación en la Tabla 3 (CNH, 2010).



**Tabla 3. Factores de recuperación de algunos países.**

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

A continuación se expondrán los factores que principalmente se deben considerar y supervisar al momento de emplear un proceso de inyección de gas o agua.

### 1.2.1 Geometría del yacimiento

Uno de los primeros pasos para la inyección de algún fluido en la recuperación secundaria y terciaria, es determinar la geometría del yacimiento, ya que su estructura y estratigrafía controlan la localización de los pozos y en gran medida, determinan los métodos por los cuales el yacimiento puede ser producido.

Si existe una estructura apropiada y la saturación de petróleo justifica un proceso de inyección de agua, la adaptación de una inyección periférica puede producir mejores eficiencias de barrido que una inyección lineal.

La mayoría de las operaciones de inyección de agua han sido llevadas a cabo en campos que exhiben un moderado relieve estructural, donde la acumulación de petróleo se encuentra en trampas estratificadas. Así, la localización de los pozos de inyección y producción debe adaptarse a las propiedades y condiciones que se conocen de la arena (Paris, 2001).



### *1.2.2 Litología*

La litología tiene una profunda influencia en la eficiencia en los métodos de inyección. De hecho, la porosidad, la permeabilidad y el contenido de arcilla son factores que afectan el proceso de recuperación, donde la evaluación de estos efectos requiere de un detallado estudio.

Evidencias de laboratorio demuestran que la diferencia entre la composición mineralógica de los granos de arena y del material cementante después de haber sido invadidas con agua, puede ocasionar diferencias en la saturación del petróleo residual. Estas diferencias dependen no sólo de la composición mineralógica de la roca del yacimiento, si no de la composición de los hidrocarburos (Benner & Bartell, 1941).

### *1.2.3 Profundidad del yacimiento*

Este factor es muy importante a considerarse en la extracción del hidrocarburo, ya que en los yacimientos profundos las saturaciones de petróleo residual después de la recuperación primaria son más bajas que en los de profundidad media. Esto se debe a que el depósito pudo someterse a un gran volumen de gas en solución para expulsar el crudo y a que el factor de encogimiento fue demasiado grande, por lo tanto ha quedado menos petróleo.

Por otra parte se debe tener mucha precaución con yacimientos poco profundos, puesto que la máxima presión que se puede aplicar en operaciones de inyección está limitada por la misma profundidad del depósito (Paris, 2001).

### *1.2.4 Porosidad*

La porosidad, respecto a la extracción de crudo, se define como la medida de la capacidad de almacenar fluidos dentro de un cuerpo de roca. Los registros de datos de porosidad son usados para estimar cuantitativa y cualitativamente, el volumen de almacenamiento de hidrocarburos en un yacimiento petrolero. Es una de las propiedades de roca más importante por sus aplicaciones; es utilizada en la caracterización de facies litológicas, cálculo de la saturación de fluidos, cálculo del volumen de los fluidos en el reservorio y estimación de la permeabilidad. Las medidas de la porosidad pueden hacerse de manera directa en laboratorio



analizando núcleos de pozos o indirectamente por registros geofísicos de pozos, tales como: densidad, medición de la atenuación de rayos gama, neutrón, captura de neutrones o rayos gama, registros acústicos, refracción de ondas y respuesta magnética nuclear, excitación de átomos de hidrógeno en espacio de poros (Zavala, 2012).

El espacio poroso de una roca puede encontrarse en dos formas: una con interconexión que permite el flujo del fluido contenido y se conoce como porosidad efectiva, la otra es un estado sin conexión que impide el flujo. Lo segundo, no es considerado en los modelos de EOR. La porosidad frecuentemente es registrada en porcentaje, pero en cálculos siempre debe de ser representada como una fracción (Ec. 1) y se calcula como la razón del volumen poroso al volumen total de la roca (bulk volume), el volumen de la fase sólida o matriz será la diferencia entre el volumen de poro y el volumen total, en adelante no se hará distinción entre porosidad y porosidad efectiva para fines prácticos son iguales.

$$\text{Porosidad} = \frac{\text{Volumen de poro}}{\text{Volumen total}} \quad (1)$$

Los valores comúnmente encontrados en formaciones naturales están dentro del rango 0.1 a 0.4. La porosidad de un medio permeable depende fuertemente de la variación del poro local o distribución del tamaño de grano, y depende débilmente del tamaño de poro promedio.

### 1.2.5 Permeabilidad

La definición de permeabilidad respecto a la geología, es la medida de la capacidad de una roca de transmitir un fluido a través de sus poros. La permeabilidad se halla experimentalmente al determinar la relación entre la velocidad de movimiento y la variación de presión. En el caso de un medio poroso completamente saturado por un fluido, es decir, que ocupa el 100% del volumen de poro, la medida de la permeabilidad se le conoce como *permeabilidad absoluta* y se expresa como:

$$u = \frac{k \, dP}{\eta \, dL} \quad (2)$$



La ecuación anterior mejor conocida como ley de Darcy, establece que el flujo a través de un medio poroso es proporcional a la pérdida de carga, a la sección considerada y la conductividad hidráulica, donde  $u$  es la velocidad de filtración,  $\eta$  es la viscosidad del fluido,  $\frac{dP}{dL}$  es el gradiente de presión (incluyendo el gradiente hidrostático si existe una diferencia de nivel) y  $k$  es la permeabilidad del medio. Cuando  $u$  se expresa en cm/s,  $\eta$  en centipoise,  $\frac{dP}{dL}$  en atmósfera por cm y  $k$  se expresa en darcy (Salager, 2005b).

Cuando el medio poroso está ocupado por más de un fluido, existe una medida de la permeabilidad correspondiente a cada uno, debido a la presencia de los demás la cual se denomina *permeabilidad efectiva*. A partir de estos conceptos se define la *permeabilidad relativa*, que es la razón de la permeabilidad efectiva entre la permeabilidad absoluta.

### 1.2.6 Presión capilar

La presión capilar respecto a la recuperación mejorada de petróleo se presenta cuando en el espacio poroso de una roca se encuentra saturado por dos o más fases. En un sistema de dos fluidos inmiscibles agua (W) y aceite (O), la presión capilar ( $P_{ow}$ ) es por definición, la presión de la fase oleosa  $P_o$  menos la presión de la fase acuosa  $P_w$ , tal y como se observa en la siguiente ecuación.

$$P_{ow} = P_o - P_w \quad (3)$$

a presión capilar se puede plantear en función de la saturación y de su historial, esto quiere decir que depende del proceso de drene o imbibición, así como de las condiciones dadas en un yacimiento con fluidos a temperatura y composición constantes (Turgay *et al.*, 2001).

### 1.2.7 Saturación

La saturación se define como la fracción del volumen poroso ocupado por el fluido, y se representa con la letra  $S$ . La sumatoria de todas las saturaciones parciales de cada fase que

se encuentran presentes en un medio poroso es igual a la unidad, Ecuación 4, donde  $S_o$ ,  $S_w$  y  $S_g$  representa la fase aceite, agua y gas respectivamente.

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (4)$$

En un medio poroso el espacio vacío puede estar ocupado por uno o más fluidos, lo importante es conocer que fracción del espacio está ocupada por cada uno. La Figura 4, muestra la distribución de saturación de los fluidos en un yacimiento petrolero que se encuentra en equilibrio. Este parámetro es muy importante en la determinación de la factibilidad de un proyecto de inyección. Puesto que en efecto, cuanto mayor sea la saturación del petróleo en el yacimiento al comienzo de la invasión, mayor será la eficiencia de recuperación y, si éste es elevado, el petróleo sobrepasado por el agua será menor y el retorno de la inversión por lo general será mayor.



**Figura 4.** Distribución de fluidos en una inyección de agua.



De igual manera, la saturación de petróleo residual que queda después de la invasión, está relacionada con la adaptabilidad del proceso, y mientras más se pueda reducir este valor, mayor será el recobro final, así como las ganancias. Por esta razón la mayoría de los nuevos métodos de desplazamiento de petróleo tienen como objetivo lograr reducir la saturación de petróleo residual (Paris, 2001).

### *1.2.8 Tensión superficial y tensión interfacial*

La tensión superficial se define como la fuerza ejercida en el límite de las superficies entre una fase líquida y una vapor por unidad de longitud. Esta fuerza es causada por la diferencia entre las fuerzas moleculares y por el desequilibrio de estas en la interfase.

El término tensión superficial es utilizado para el caso en el cual la superficie está entre un líquido y su vapor. Si se encuentra entre dos diferentes líquidos o entre un líquido y un sólido se denomina tensión interfacial. La tensión superficial entre el agua y el aire a temperatura ambiente es de alrededor de 73 dinas/cm. La tensión interfacial entre el agua e hidrocarburos puros está a temperatura ambiente alrededor de 30 a 50 dinas/cm (Maiquiza, 2008).

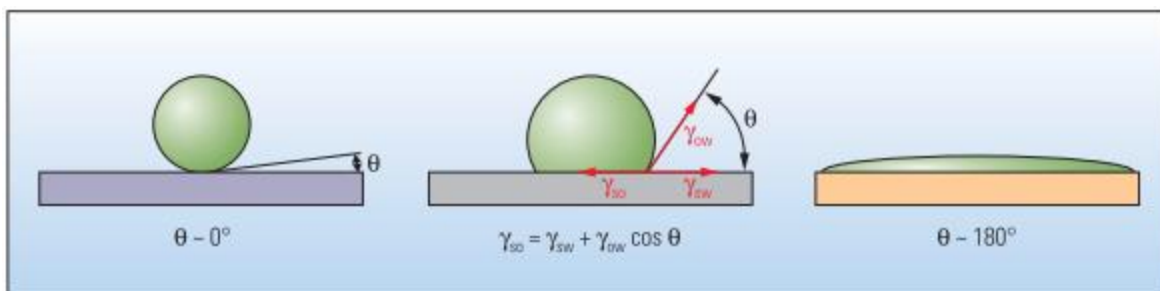
### *1.2.9 Mojabilidad*

La mojabilidad es la tendencia de un fluido a expandirse o adherirse a una superficie sólida en presencia de otro. Cuando dos fases inmiscibles están en contacto con la superficie, usualmente una de las dos es atraída fuertemente a la que se denominada fase humectante.

La definición clásica de la mojabilidad se basa en la medida del ángulo de contacto (Figura 5) entre la gota de un fluido y la superficie sólida, basándose en este criterio se tiene las siguientes definiciones de humectabilidad para las rocas:

- $\theta < 90^\circ$  = Mojable al agua
- $\theta = 90^\circ$  = Mojabilidad intermedia
- $\theta > 90^\circ$  = Mojable al petróleo

A lo largo del medio continuo rigen diversos grados de humectabilidad y si el sólido no posee una preferencia marcada por un fluido respecto del otro, su condición se denomina *mojabilidad intermedia o neutra*. La humectabilidad influye en el grado de acceso del petróleo por el disolvente inyectado a través de su efecto sobre la ubicación relativa de aceite y agua. La humectabilidad de los yacimientos varía ampliamente entre los extremos de estados mojables por agua y por petróleo.



**Figura 5.** Imagen del ángulo de contacto de una gota de petróleo.

El agua como la fase preferente se alojará en los espacios pequeños que no fueron invadidos por el petróleo, por lo que este último tendrá que alojarse en los poros de mayor tamaño.

La saturación de agua aumenta de los espacios porosos más pequeños a los más grandes debido a las fuerzas capilares. A medida que se incrementa el desplazamiento, el agua ocupa cada vez más espacios de poros previamente llenos de petróleo. Finalmente, todos los trayectos de flujo continuo se llenan de agua y el hidrocarburo deja de fluir. El crudo atrapado constituye uno de los objetivos de la EOR. Algunos de estos métodos procuran movilizar el hidrocarburo mediante la tensión interfacial o a través de la modificación de la mojabilidad de la roca (Abdallah & Buckley, 2007).

Zhou et al., (2000) discuten como el factor de recuperación de petróleo por inyección del agua depende de la mojabilidad de la roca. Adicionalmente, los autores Else y Arne (2007), realizaron un estudio sistemático correlacionando los datos de imbibición espontánea por agua a los núcleos con diferente mojabilidad, concluyendo que la saturación de crudo se redujo al aumentar el número capilar y que posteriormente a la imbibición espontánea el petróleo residual se desplaza hacia condiciones menos húmedas.



También, un trabajo muy interesante presentaron los autores estadounidenses en el congreso de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo de 1999 (SPE, por sus siglas en inglés “Society of Petroleum Engineers”) sobre el efecto de mojabilidad sobre la producción de petróleo, confirmando que la recuperación por inyección del agua es más eficiente en medio poroso con la mojabilidad mixta (Dixit *et al.*, 1999).

Para alterar la mojabilidad de una roca se debe de considerar a los componentes del petróleo, la química de la salmuera, la superficie mineral, así como también la temperatura la presión y la historia de saturación del sistema (Burcldey, 1998).

La película formada por el agua en contacto con la superficie genera una capa eléctrica doble, donde las cargas excesivas sobre la superficie sólida se componen de iones electrolíticos de carga opuesta. La primera capa es estática, y la segunda intercambia iones con el agua. Cuando la película se desestabiliza, los componentes polares del petróleo crudo se adhieren a la superficie y la hacen mojabla por petróleo. Los autores polacos analizaron la energía libre de la superficie de cuarzo en la presencia de surfactantes no iónicos, aniónicos y catiónicos para determinar su influencia en la mojabilidad, concluyendo que la superficie de cuarzo posee una dependencia lineal entre la adsorción y la tensión superficial para soluciones acuosas de tensoactivos no iónicos y aniónicos. Además la obtención de pendientes positivas indican que la adsorción de los tensoactivos es negativa debido a la presencia de una película de agua. Por otra parte los surfactantes catiónicos disminuyen la mojabilidad de la superficie de cuarzo por debajo del rango de la concentración micelar crítica (CMC) (Zdziennicka *et al.*, 2009).

Los crudos contienen a menudo bases nitrogenadas, es decir, moléculas susceptibles de presentar una carga positiva. Estas moléculas pueden absorberse sobre la superficie de la roca en los sitios negativos (oxígeno de SiO<sub>2</sub>) y llegar a recubrirla. Como consecuencia no será mojabla por agua, sino por petróleo, por lo que las gotas de crudo tendrán la tendencia a adherirse en la superficie de la roca originando un cambio de humectabilidad. Este fenómeno fue estudiado por Lui (1997) y Buckley *et al.*, (1998).

Existen varios estudios científicos sobre uso de diferentes agentes químicos para el cambio de mojabilidad de la superficie de la roca, por ejemplo, en el trabajo realizado por Santanna y colaboradores en el año 2009 compararon el uso de dos surfactantes aniónicos derivados de ácidos grasos, uno comercial y otro desarrollado a nivel laboratorio, aplicados en forma de



microemulsión a núcleos de roca porosa. Obteniendo índices de recuperación del 87.5% y 78.7% respectivamente, esto fue atribuido principalmente debido a la diferencia de viscosidades en las microemulsiones utilizadas (Santanna *et al.*, 2009). Otras aportaciones interesantes fueron las realizadas por Vijapurapu y Rao (2003) las cuales informaron de los datos experimentales de la difusión y adhesión sobre comportamiento del crudo Yates en superficies de dolomita. Por otra parte Wu *et al.* (2006) proporcionaron la información sobre los mecanismos responsables de los cambios de humectabilidad.

Los estudios de los últimos años sobre la mojabilidad del sistema fluido-roca confirman que en los sistemas con la mojabilidad mixta se logra la recuperación más efectiva por inyección del agua. Por eso actualmente se buscan nuevos elementos para lograr mojabilidad mixta y como consecuencia incrementar recuperación del petróleo. La inyección de las emulsiones es nueva metodología que puede apoyar a resolver esta tarea, cambiando la mojabilidad de la roca desde fuertemente mojable por agua hacia mojabilidad mixta, al mismo tiempo mejorando el barrido volumétrico y finalmente incrementando la recuperación del petróleo.

### 1.3 Emulsiones

Las emulsiones son dispersiones de una fase líquida en otra, presentando cierta estabilidad respecto a la coalescencia, generalmente debido a la acción de un surfactante emulsionante ubicado en la interfase. La fase líquida que se dispersa, es conocida como fase interna o fase dispersada, mientras que la otra fase líquida se llama fase externa o fase continua (Paruta, 2008).

El término emulsión hace referencia a las soluciones clásicas donde el tamaño de gota excede el micrómetro, valor correspondiente al tamaño mínimo de gota producido por agitación mecánica. Las macroemulsiones están en un rango de tamaño de gota entre 2 y 100  $\mu\text{m}$ . Por debajo de un tamaño de gota de 100 nm, se habla de miniemulsiones, o mejor conocidas como nanoemulsiones. Estas son igualmente sistemas bifásicos, pero para su formación se siguen protocolos de emulsificación y métodos como la inversión de fases (Salager, 2001).

También existen las denominadas microemulsiones, que se refiere a sistemas monofásicos donde el surfactante hace posible la coexistencia, a escala casi molecular, de la fase agua y aceite. Éstas presentan microdominios dinámicos no necesariamente esféricos con tamaño de



gota inferior a los 500 nm. La principal diferencia entre macroemulsiones y microemulsiones es que las primeras o emulsiones propiamente dichas no son termodinámicamente estables, mientras que las segundas sí lo son.

La dos fases líquidas inmiscibles son llamadas simbólicamente fase acuosa, denotada con la letra W, y la fase oleica, denotada con la letra O. Si la emulsión está formada por gotas de aceite dispersadas en agua de llama emulsión aceite/agua (O/W), mientras que si la fase dispersada es el agua, se llama una emulsión agua/aceite (W/O), o una dispersión más compleja, por ejemplo una fase dispersa localizada dentro de cada gota ya dispersa en una fase continua, como el caso de emulsiones aceite-agua-aceite (O/W/O) (Cobos, 2009).

En la mayoría de los sistemas de emulsiones a base de hidrocarburos se exhiben tres tipos estándar de comportamiento de fase; denominados Winsor tipo I (emulsión aceite-agua en equilibrio con un exceso de fase aceitosa), Winsor tipo II (emulsión agua-aceite en equilibrio con un exceso de fase acuosa), y Winsor tipo III (emulsión bicontinua que es la fase media en equilibrio con ambas fases aceite y agua (Winsor 1954). En Winsor tipo I, el sistema surfactante tiene hidrofobicidad relativamente baja; en Winsor tipo II, el sistema surfactante tiene hidrofobicidad relativamente alta.

Un punto de particular interés en las emulsiones es el potencial zeta, punto donde se une una capa rígida de contra-iones, capa Stern, a una capa difusa de contra-iones. La medición del potencial zeta puede ser utilizado para el conocimiento y control del comportamiento de las emulsiones, puesto que indica cambios en el potencial de la superficie y en las fuerzas de repulsión entre las fases. La relación entre el potencial zeta y potencial superficial depende del nivel de iones en la solución. En agua la capa doble hace que el potencial zeta sea una buena aproximación del potencial superficial.

El proceso de ruptura de las emulsiones puede ocurrir mediante cuatro mecanismos de inestabilidad diferentes:

1.- Cremado/sedimentación. Se trata de un proceso causado por la acción de la gravedad originando un gradiente vertical de concentración de las gotas sin variar la distribución del tamaño de las mismas. Para las emulsiones O/W las gotas de aceite son menos densas que la fase continua y acuosa, por lo tanto, principalmente ocurre el “creaming”.



2.- El proceso de la floculación está controlado por un equilibrio global entre las fuerzas de atracción electrostáticas de Van der Waals y las fuerzas repulsivas de tipo estéricas y de hidratación. Por lo que la floculación es la adhesión de las gotas sin fusionarse donde no existe una variación en la distribución de tamaño de gota.

3.- Coalescencia es la fusión de gotas para crear unas gotas más grandes con la eliminación de parte de la interfase líquido/líquido. A pesar de que el proceso de inestabilidad debido a la coalescencia no se comprende en su totalidad, se cree que está relacionado con la curvatura preferida y con la rigidez de la capa del tensoactivo que estabiliza la emulsión.

4.- Engrosamiento de gotas (Ostwald ripening). Se debe al crecimiento de las gotas más grandes a costa de las más pequeñas hasta que éstas últimas prácticamente desaparecen. Este proceso ocurre a una velocidad, que es función de la solubilidad de la fase dispersa en la fase continua y se debe a que la presión interna de las gotas (presión de Laplace), es mayor en las gotas más pequeñas.

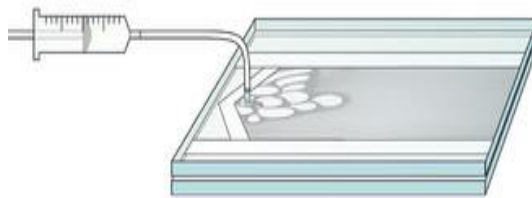
Existen diversos trabajos científicos, incluso las pruebas piloto de aplicación en los campos petroleros de las emulsiones oleoacuosas en los procesos de recuperación de petróleo (Burger *et al.*, 1997, Lakatos *et al.*, 2002, Jeirani *et al.*, 2012, McAuliffe, 1973). Sin embargo, todos estos trabajos están relacionados con las emulsiones preparadas a base mismo aceite crudo o siloxanos. Adicionalmente no existe los estudios de “visualización” de proceso por inundación con emulsiones. Por esta razón, en este trabajo presentamos el estudio de visualizar el proceso de cambio de patrones de flujo por inyección de emulsiones en las celdas de Hele-Shaw.

#### **1.4 Celdas Hele-Shaw**

Durante muchos años el proceso de desplazamiento de dos fluidos inmiscibles ha sido un factor fundamental para el estudio de los fenómenos capilares. Sin embargo, en la mayoría de los estudios relacionados a este proceso, analizan los modelos de imbibición espontánea, por lo que existen pocos estudios relacionados con el proceso de drene forzado.

Cuando se realiza un estudio en medios capilares o porosos es difícil realizar un seguimiento de lo que ocurre, es por ello, que se utilizan modelos experimentales más simples. Un ejemplo de esto es la celda Hele-Shaw, que son modelos físicos simples construidos con el fin de visualizar el desplazamiento espontáneo de petróleo por el agua (Hayashi, 2001).

La celda consiste en dos placas planas de vidrio u otro material transparente colocadas de forma paralela con una brecha delgada entre ellas por donde circularán los fluidos. La lámina superior tiene un pequeño orificio por donde se introducen los líquidos a estudiar (Figura 6). Cuando un fluido es forzado dentro de otro más viscoso, la interfase entre ambos se vuelve inestable y el fluido menos viscoso penetra en el líquido invadido en forma de protuberancias aparentemente irregulares. Estas protuberancias se pueden subdividir repetidamente y en algunos casos forman patrones regulares de cierto tipo, conocidos como fractales.



**Figura 6.** Modelo celda Hele Shaw.

Para el estudio de fluidos con diferentes viscosidades con el uso de celda Hele-Shaw, generalmente el fluido más viscoso queda retenido entre ambas láminas, posteriormente se introduce un fluido menos viscoso por el mismo orificio, como resultado se observan patrones complejos que dependen de las propiedades físicas y químicas de ambos fluidos.

Hayashi y Pérez Rosales, presentaron resultados teóricos y experimentales obtenidos en celdas rugosas Hele-Shaw de dimensiones aproximadas de 10 cm por lado y 0.9 mm de espesor. En los experimentos se simuló un medio poroso irregular con placas de vidrio con una de sus caras esmeriladas. Los experimentos se realizaron a contracorriente, aun cuando se realizaron muchos experimentos en gran parte de ellos se presentaron flujos a co-corriente debido a que la mojabilidad de la celda a la entrada no era uniforme. En conclusión consideraron que este proceso es equivalente a un proceso de difusión en donde la saturación del agua es equivalente a la concentración (Hayashi, 1991).



Posteriormente Hayashi y Soria, presentan resultados a co-corriente y contracorriente empleando modelos separados para estudiar el flujo en ambos casos. El desplazamiento del aceite por el agua se registra fotográficamente y la cuantificación del área invadida con agua se realiza con una malla milimétrica. Sus resultados los presentan en gráficas de fracción de aceite recuperado como función del tiempo (Hayashi, 1995).

Su análisis de proceso de desplazamiento presenta tres etapas consecutivas con diferente ritmo de desplazamiento. También concluyen que los mecanismos de desplazamiento son diferentes en cada caso, en el flujo a co-corriente el desplazamiento es frontal y en el caso de contracorriente sugieren zig-zaguea en forma de película o formando canales por encima del agua y a contraflujo. Por último, observan que las consideraciones a la entrada y a la salida tienen un efecto retardador en el desplazamiento en los dos casos.

Otro análisis realizado por Ramírez en 1998, presenta resultados del desplazamiento espontáneo de aceite por agua, en celdas Hele-Shaw lisas de 20 cm por lado y 0.9 mm de espesor, para estudiar el desplazamiento a co-corriente. Sus resultados fueron reportados de igual manera que los hechos por Hayashi y Pérez Rosales. Otra de sus aportaciones es el hecho de utilizar tres ecuaciones para comparar los resultados experimentales con los teóricos: a) Ecuación de Washbrun, b) Ecuación de Aronofsky c) Ecuación de Difusión. De las tres ecuaciones concluyen obtener un mejor ajuste utilizando la de Aronofsky, después la de la difusión con un coeficiente de  $0.017 \text{ cm}^2/\text{s}$  y finalmente la que más difiere es la ecuación de Washbrun (Ramírez, 1998).

El objetivo de estas primeras investigaciones era obtener flujo a contracorriente, esto es, que el aceite fuera expulsado a contraflujo del ingreso del agua. Sin embargo, resultados posteriores mostraron la importancia de separar ambos flujos para estudiar cuidadosamente los mecanismos que dan lugar a cada uno. Por esta causa los experimentos se realizaron construyendo dos tipos de celda a co-corriente y contracorriente.

Estos tipos de estudios han sido realizados para el análisis de flujos bidimensionales en un medio poroso (Zaji, 1989a); sin embargo, la celda de Hele-Shaw no pretende ser un método de simulación de las condiciones actuales en un depósito de petróleo (Zaji, 1989a), sino que representa un método sencillo de evaluación en la recuperación mejorada de petróleo en sistemas porosos. Estos modelos sencillos han servido para investigar la dinámica e



interacción de sistemas de flujo de una y dos fases, gas-líquido y líquido-líquido, con el objetivo de comprender las interacciones que afectan la eficiencia de desplazamiento de petróleo en los modelos de yacimientos.

Por consiguiente, el uso de celdas Hele-Shaw no es nuevo; sin embargo, durante décadas ha sido recurrente en diferentes análisis del comportamiento de medios porosos y fracturados, así como de sistemas de lechos empacados por su versatilidad y sencillez, aunque se tiene la desventaja que el análisis es complejo y en algunos casos los patrones solo proporcionan información bidimensional. Ejemplo de ellos son las pequeñas protuberancias formadas a medida que el fluido menos viscoso desplaza al más viscoso, a éste fenómeno se le conoce como “FINGERING” que tienden a producir caminos preferenciales (Fornés, 2000). Una forma de reducirlos es disminuir la velocidad de los fluidos, reducir la viscosidad del aceite (calentamiento) o aumentar la del agua (polímeros).

En el estudio de la recuperación de petróleo en celdas Hele-Shaw con imbibición espontánea se ha encontrado que en soluciones surfactantes, el desplazamiento depende de dos factores principales: el *coeficiente de desplazamiento* y la *tensión interfacial*, si estas dos variables se encuentran en equilibrio, se obtiene un desplazamiento óptimo del petróleo (Zaji, 1989b).

En las celdas Hele-Shaw con inyección forzada el cambio de patrón de flujo del agua, el fenómeno de “fingering” y formación de canales preferenciales es información valiosa para entender el mecanismo y visualizar el proceso de recuperación mejorada y control de movilidad del agua por inyección de emulsiones.



---

# CAPÍTULO 2

## DESARROLLO EXPERIMENTAL



## 2.1. Reactivos y materiales

Los reactivos y disolventes grado reactivo, empleados en este trabajo fueron adquiridos en Chemical Aldrich: ácido octanoico (98%), ácido oleico (99%), polidimetilsiloxano (densidad 0.963 g/mL), Igepal CO 890, Brij 23, Tergitol NP-40, isopropanol, acetona. Petróleo de 32 °API fue procedente del activo petrolero “Cinco Presidentes”.

## 2.2. Preparación y caracterización de emulsiones

Para la preparación de las emulsiones se utilizó un emulgente, el cual se eligió dependiendo de su balance hidro-lipofílico (HLB), en nuestro caso se utilizó un emulgente que estabiliza las emulsiones tipo aceite en agua (O/W) Igepal CO 890, Brij 23, Tergitol NP-40. La fase continua (total 30%) de la emulsión es agua destilada que contiene emulgente y la fase dispersa (total 70%), está formada por los compuestos hidrofóbicos utilizados en este estudio: ácido oleico, o polidimetilsiloxano o ácido octanoico. La preparación de las emulsiones, se llevó a cabo mediante dispersión mecánica utilizando el equipo Ultra Turrax T25 digital con velocidad de 16000 rpm a temperatura ambiente. El equipo utilizado para determinar la distribución de tamaño de gota en las emulsiones obtenidas, fue un Accusizer 780, un equipo que utiliza la técnica de partícula de detección óptica y que posee un intervalo de medición de 0.5-4,00  $\mu\text{m}$ . Antes del proceso de inyección a las celdas Hele-Shaw, las emulsiones fueron diluidas hasta la concentración de 1% de la fase dispersa. Para la determinación del potencial zeta se utilizó un equipo ZetaPalms con intervalo de medición de -150 a 150 mV.

## 2.3 Construcción celdas Hele-Shaw

Antes de construir las celdas Hele-Shaw, las placas de vidrio y/o acrílico vírgenes provenientes de una misma hoja para asegurar la reproducibilidad de los experimentos, se sometieron a un tratamiento de limpieza con el objetivo de remover impurezas que pudieran afectar el proceso de desplazamiento de petróleo. El procedimiento de lavado fue el siguiente:



- Tratamiento con jabón líquido.
- Tratamiento con agua desionizada.
- Tratamiento con isopropanol.
- Secado al aire y a una temperatura de 90°C durante 2 h.

Se construyeron celdas Hele-Shaw formadas por placas de vidrio satinado o acrílico colocadas paralelamente entre ellas. Cada placa que conformó la celda contó con una cara esmerilada orientada hacia la parte interna. La rugosidad de la cara interna fue previamente caracterizada por técnicas de microscopía electrónica barrido (SEM) y microscopía de fuerza atómica (AFM), debido a que esta variable simula el medio poroso bidimensional del proceso de recuperación mejorada.

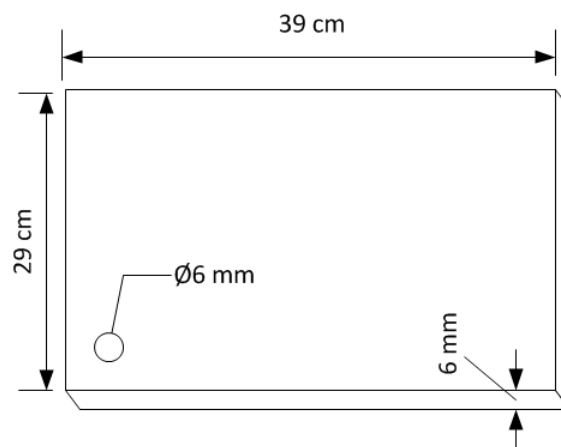
El vidrio satinado es el resultado de un proceso de transformación, el cual consiste en tratar la superficie de un vidrio plano con una solución acuosa de ácido fluorhídrico, obteniéndose una suave textura de aspecto translucido mate. Algunas de las características que ofrece el terminado satinado son: no se degrada ni se desgasta, no se decapa ni decolora y es resistente a la mayor parte de limpiadores habituales, se pueden encontrar en espesores de 2 mm, 6 mm, 8 mm y 10 mm (Santideco, 2014).

Las celdas Hele-Shaw con las placas del vidrio representan el medio poroso mojable por agua, mientras que las celdas con las placas de acrílico son mojables por aceite.

El acrílico se obtiene a partir de la polimerización del metacrilato de metilo, y gracias a sus propiedades ópticas, mecánicas, físicas y químicas, resulta un material noble y fácil de trabajar. Este material se eligió como una de las alternativas para la ejecución de este trabajo basándonos en las diferencias que aporta y posee con respecto al vidrio, algunas de estas son:

- Una lámina de acrílico del mismo espesor que una de vidrio tiene la mitad de peso.
- Buena resistencia al impacto.
- Posee una mayor transparencia y cristalinidad que el vidrio.
- Es un mejor aislante térmico y tiene una conductividad térmica cuatro veces menor.

Las dimensiones de las celdas fueron 29 x 39 x 0.6 cm con cantos pulidos para un correcto sellado. Cada placa tuvo con una perforación de 6 mm de diámetro, localizada a 5 cm de uno de los vértices. Se sobrepusieron dos placas localizando las perforaciones en los extremos opuestos haciendo referencia a los pozos de inyección y recuperación, el modelo de la celda se muestra en la Figura 7. Esta distribución de orificios permitió simular el arreglo de siete pozos que se usa en los campos petroleros de México.



**Figura 7.** Medidas de la celda Hele-Shaw empleadas durante las pruebas.

Después de concluir el procedimiento de lavado, el sellado de las celdas Hele-Shaw se realizó con pegamento de silicona transparente por toda la periferia evitando así, fugas en los procesos de saturación y recuperación.

## 2.4 Análisis superficial del vidrio

Existen una gran cantidad de técnicas que habitualmente se utilizan en la caracterización de una estructura porosa. Uno de los métodos más habituales en este tipo de estudios, sobre todo con el fin de la distribución superficial de tamaños de poros, es la microscopia.

Para este trabajo en particular se utilizaron dos técnicas microscópicas, la microscopia electrónica de barrido (SEM) y la microscopia de fuerza atómica (AFM).



#### 2.4.1 Microscopia electrónica de barrido (SEM)

En este estudio se usó un Microscopio electrónico de barrido (SEM, por sus siglas en inglés "Scanning Electron Microscope") JEOL Modelo JSM-6610 LV., las condiciones de operación del equipo fueron alto vacío, 9 mm de separación respecto a la superficie de la muestra, aceleración de voltaje entre 10 y 20 kV, esto debido a las condiciones particulares de observación de la muestra para evitar el fenómeno de carga electrostática y en este mismo sentido, se optó por utilizar la señal de electrones retrodispersados en modo "shadow" el cual permite mezclar la imagen de topografía con la de composición - (BES "Backscattering Electron Shadow") en lugar de la de los electrones secundarios (SEI "Secondary Electron Image"), la apertura del cañón de electrones fue de 40 de *spot size*, la adquisición de imágenes se realizó entre 100 y 5000 ampliificaciones.

La preparación de la muestra consistió en realizar un corte de 1 cm<sup>2</sup> de superficie que fuera representativo y se colocó sobre un porta muestras de aluminio, adherido con la ayuda de cinta adhesiva de carbón doble cara. Para asegurar que no existieran problemas de carga electrostática (debido a la naturaleza de las muestras: vidrio y acrílico) se optó por recubrir con oro utilizando un evaporador marca Denton Vacuum modelo DESK V, el tiempo de recubrimiento fue de 1 minuto, se utilizó una cinta adhesiva de aluminio para que sirviera de puente entre la superficie de la muestra recubierta con oro y el porta muestras de aluminio, esto se realizó teniendo en cuenta que el espesor de la muestra es de 6 mm, lo cual aísla la superficie de la muestra respecto a la base adherida a la cinta carbón.

Por otra parte, cabe mencionar que el SEM tiene acoplada una sonda de espectroscopia de dispersión de energía de rayos X, (EDS, "Energy Dispersive X-ray Spectroscopy") marca Oxford modelo INCA, la cual se empleó para hacer un estudio químico elemental de la superficie de cada muestra. El análisis se efectuaró con una apertura del cañón de electrones a 60 de *spot size*, 10 mm de separación respecto a la superficie de la muestra, en alto vacío y un minuto de irradiación. Las muestras de vidrio se analizaron sin recubrir y la de acrílico tenía el recubrimiento con oro, motivo por el cual se utilizó el software (INCA Energy) del equipo para restar el valor de la señal de oro y procesar los resultados obtenidos.



#### 2.4.2 Microscopía de fuerza atómica (AFM)

En este estudio se utilizó un Microscopio de fuerza atómica y tunelamiento (AFM, por sus siglas en inglés "Atomic Force Microscope") JEOL Modelo JSPM-5200, las condiciones de operación del equipo fueron: modo de contacto intermitente (tapping), se usó un chip de nitruro de silicio estándar, marca  $\mu$ masch para el caso de las dos muestras observadas: vidrio y acrílico las condiciones variaron para cada muestra.

En el vidrio se obtuvieron imágenes de topografía y fase de un área de  $1.5 \mu\text{m}^2$  con un valor de referencia entre la punta y la muestra de  $-4.97 \text{ V}$ , un valor de frecuencia del cantiléver de  $316.169 \text{ kHz}$  y un Q factor de  $837.187$  la velocidad de barrido fue de  $666.67 \mu\text{s}$  y el valor de ganancia fue de  $2$ , mientras que el filtro fue de  $1.4 \text{ Hz}$ .

Para el caso del acrílico se obtuvieron imágenes de topografía y fase de un área de  $5 \mu\text{m}^2$  con un valor de referencia entre la punta y la muestra de  $-5.07 \text{ V}$ , un valor de frecuencia del cantiléver de  $316.169 \text{ kHz}$  y un Q factor de  $672.521$  la velocidad de barrido fue de  $333 \mu\text{s}$  y el valor de ganancia fue de  $2$ , mientras que el filtro fue de  $1.6 \text{ Hz}$ .

Ambas muestras fueron colocadas sobre un porta muestras magnético que se adhiere por medio de un imán a la superficie del escáner.

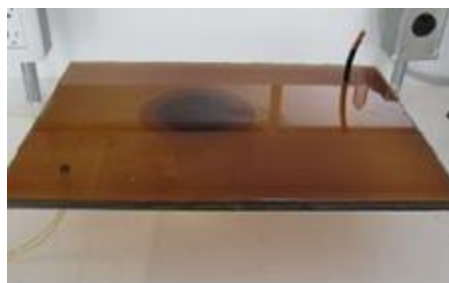
#### 2.4.3 Ángulo de contacto

Se llevó a cabo la determinación del ángulo de contacto, a  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ , de las muestra de hidrocarburo y agua grado HPLC, sobre una muestra de vidrio satinado de  $1 \text{ cm}^2$ , la cual se tomó de la misma hoja de vidrio utilizada para la construcción de las celdas Hele-Shaw. Se estudió una gota de agua y otra de petróleo por cada lado de la muestra en función del tiempo (s). Además, se realizó la modificación de la superficie de vidrio para la medición del cambio del ángulo de contacto, para eso se realizó humectación con la emulsión R-27 al 1% después se secó el sustrato a  $110^\circ\text{C}$  durante 3 h y se colocó en un desecador al vacío hasta su uso.

El equipo se calibró con un estándar de la marca First Ten Angstroms marca FTA-200, obteniéndose un valor promedio de  $90^\circ$  con una desviación estándar de  $0.57^\circ$ . El valor reportado por el fabricante del estándar es de  $(90 \pm 1)^\circ$ .

## 2.5 Saturación de celda

Para la saturación de la celda se utilizó petróleo ligero de 32° API, el cual fue introducido con la ayuda de una piceta por el pozo de inyección con un diámetro de 1 mm, evitando la formación de burbujas. Se considera que la celda se encuentra correctamente saturada cuando no tiene burbujas de aire en su interior (Figura 8), posteriormente se dejó drenar de manera natural el excedente de petróleo por tres horas, quedando atrapado únicamente el petróleo en el espacio poroso.



*Figura 8. Celda Hele-Shaw saturada con petróleo.*

## 2.6 Pruebas de desplazamiento (petróleo/agua/emulsión)

En las pruebas de recuperación de crudo se utilizó agua como líquido desplazante con flujos de 0.5 a 3 mL/min e incrementos de 0.5 mL/min, tal como se muestra en la Figura 9, empleando una bomba de desplazamiento positivo marca Eldex, la cual se conectó mediante una manguera de tubing de silicona al orificio de inyección. Una vez que no se observaron cambios en el área y el gasto de crudo por inyección del agua fue nulo se procedió a la inyección de 1.5 mL de la emulsión Winsor 1 correspondiente diluida al 1% o 5% en peso dentro de la corriente de agua.



**Figura 9.** Diagrama de las pruebas de recuperación mejorada realizadas.

Una vez inyectada la emulsión en el sistema se deja “actuar” por un lapso de 15 minutos cambiando la mojabilidad de la superficie sólida y bloqueando flujo de agua. Pasado este tiempo, se reinició la inyección de agua a la misma velocidad de flujo con el objetivo de reactivar el proceso de recuperación. Se realizaron 144 pruebas en total alternando los flujos de velocidad de inyección, así como, las emulsiones.

Durante el desplazamiento forzado del petróleo con agua se formaron caminos preferenciales, digitalizaciones del frente del petróleo, lo que plasmó huellas de desplazamiento en las caras internas de las placas difíciles de borrar.

## 2.7 Metodología de análisis de imágenes

El desplazamiento forzado de petróleo fue registrado de manera continua con un sistema basado en una cámara de alta definición, marca Canon modelo Powershot G12, dentro de una cámara oscura, para cuidar los brillos externos y evitar errores en la cuantificación del área no barrida.

La cámara oscura posee dimensiones de 35 x 45 x 50 cm, el sistema de captura se localiza en un orificio en la parte superior, además de poseer un sistema de iluminación en la parte inferior para tener el mayor contraste, nitidez y calidad de captura de imágenes (Figura 10).



*Figura 10. Celda Hele-Shaw saturada con petróleo.*

Posteriormente se realizó un análisis exhaustivo de los videos obtenidos separados en cuadros de 30 segundos para obtener imágenes representativas. Se utilizó el software IMAQ VISION BUILDER, con el objetivo de cuantificar el área total y barrida en función del tiempo, para ello, se desarrolló una secuencia que permitió el análisis de forma general para evitar errores por calibración en las dimensiones de las celdas. La secuencia desarrollada se muestra a continuación:

- 1) Geometry rotation ( $\pm 1^\circ$ )
- 2) Image mask (from ROI)
- 3) Spatial calibration ( $\sim 29$  cm x  $39$  cm,  $\sim 676$  pixeles x  $930$  pixeles)
- 4) Color threshold
  - a. Manual HLS ( HVE 60 / Saturation 2 / Luminance 30)



- b. Extrac color planes HSL (Saturation Plane)
- c. Extrac color planes HSL (HVE Plane)
- 5) Gray morphology: (close)
- 6) Advanced Morphology remove
  - a. Bordes objects
  - b. Small objects Iteration 3
- 7) Particle Analysis

Durante el uso de la secuencia en los puntos cuatro y seis se observaron algunas alternativas para elección, esto dependió del tipo de contraste y brillo que poseen las imágenes durante la grabación del video para su posterior análisis.



---

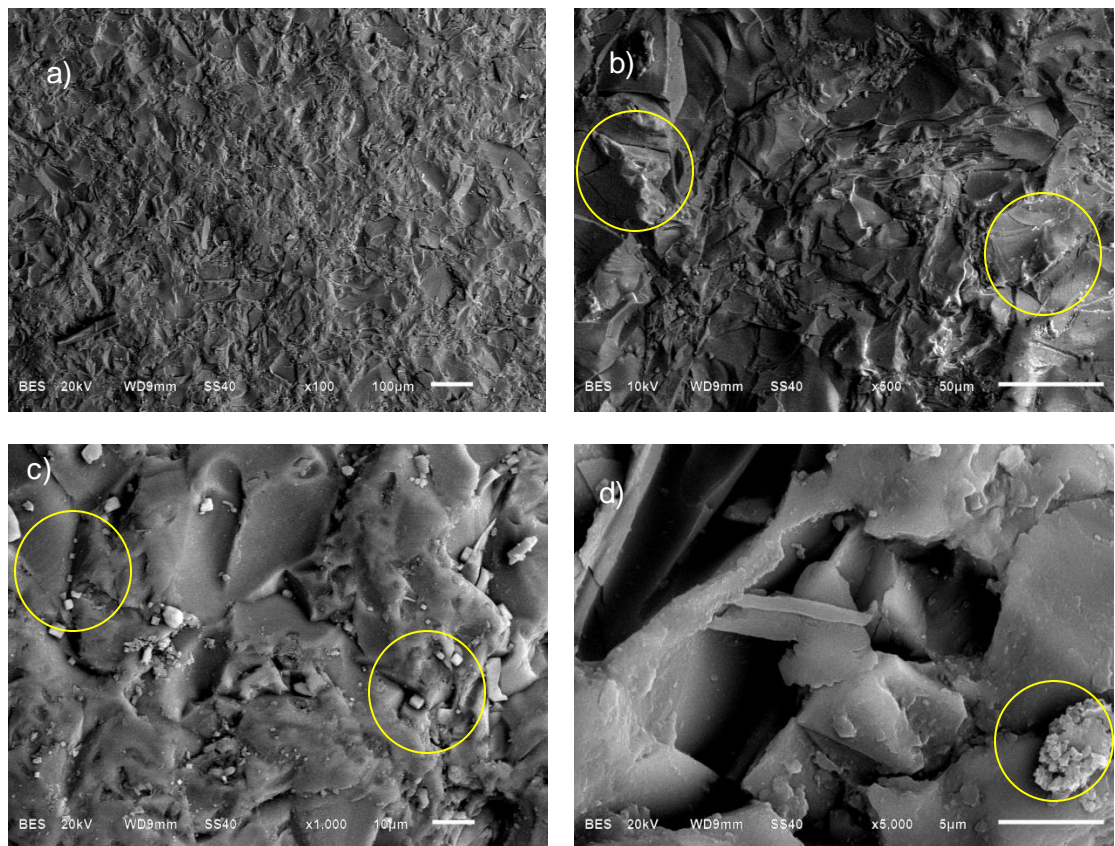
# CAPÍTULO 3

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### 3.1 Caracterización de vidrio

#### 3.1.1 Microscopía electrónica de barrido (SEM)

La Figura 11 muestra las micrografías obtenidas por SEM del sustrato de vidrio satinado sin tratamiento previo a diferentes aumentos. Las imágenes mostraron una superficie rugosa, en la cual se aprecian bordes o senderos que pueden formar el medio poroso Figura 11a).

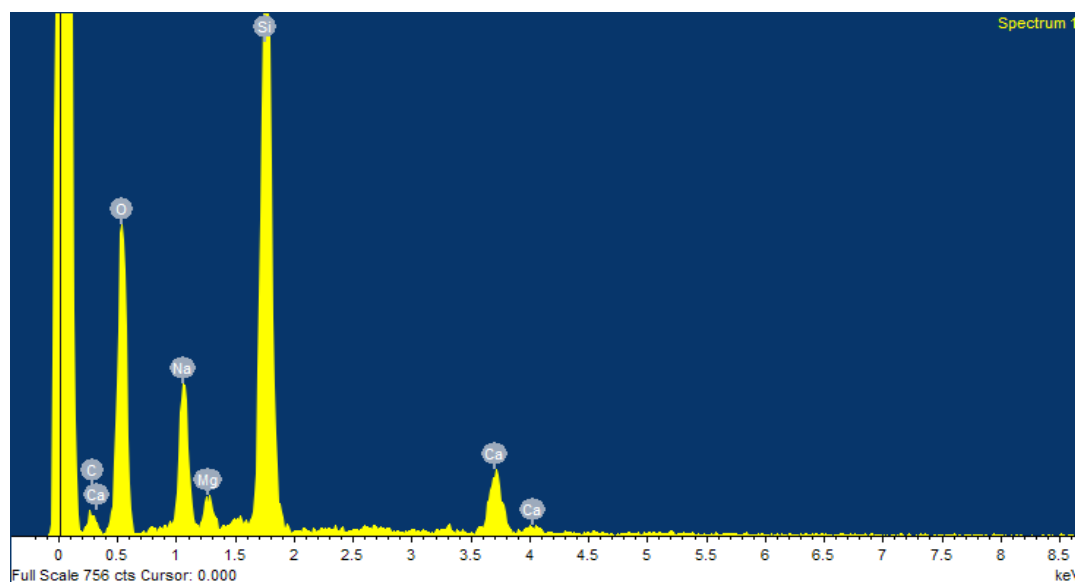


**Figura 11.** Micrografías obtenidas por SEM del sustrato de vidrio satinado a aumentos de a) x100, b) x500, c) x1000 y d) x5000.

También puede apreciarse una variedad de microestructuras que se formaron debido al proceso de satinado. Así mismo se observan formas estrelladas de arista crecidas, pirámides truncadas Figura 11b), cubos y partículas semiesféricas depositadas en la superficie las cuales son menores a 10 micras de diámetro Figura 11c) además se aprecian formas de tipo globular Figura 11d), con tamaños de cristales variables comprendidos entre 5 y 10  $\mu\text{m}$ .

En general, la morfología de la superficie depende, entre otros factores de la concentración, del tiempo de reacción, de la temperatura, así como del estado previo de la superficie de vidrio (Orgaz, 1978).

Adicionalmente, en la Figura 12 se muestra el espectro típico del análisis por dispersión de energía de rayos X (EDS), de la muestra de vidrio satinado. Se puede observar que el silicio y oxígeno son los elementos en proporción mayoritaria lo cual es típico de la composición del vidrio, además también se puede cuantificar la presencia de elementos traza que normalmente conforman el vidrio, los cuales son: Na, Mg y Ca.



**Figura 12.** Espectro de EDS de la superficie de vidrio satinado (blanco).

A continuación, en la Tabla 4 se presentan datos cuantitativos en porcentajes aproximados, de los distintos elementos químicos identificados en el vidrio satinado. Los datos son dispuestos en orden general decreciente.



La composición general indica que existe una elevada cantidad de silicio, oxígeno y carbono, cantidades menores de sodio, calcio y magnesio, probablemente debido al proceso de fabricación del vidrio plano por la adición de la sosa ( $\text{Na}_2\text{O}$ ) y óxido de calcio ( $\text{CaO}$ ) a la sílice, logrando reducir su punto de ablandamiento, facilitando su fabricación y evitar la desvitrificación por la adición entre 1 y 4% de óxido de magnesio ( $\text{MgO}$ ) (Vidrio, 2013).

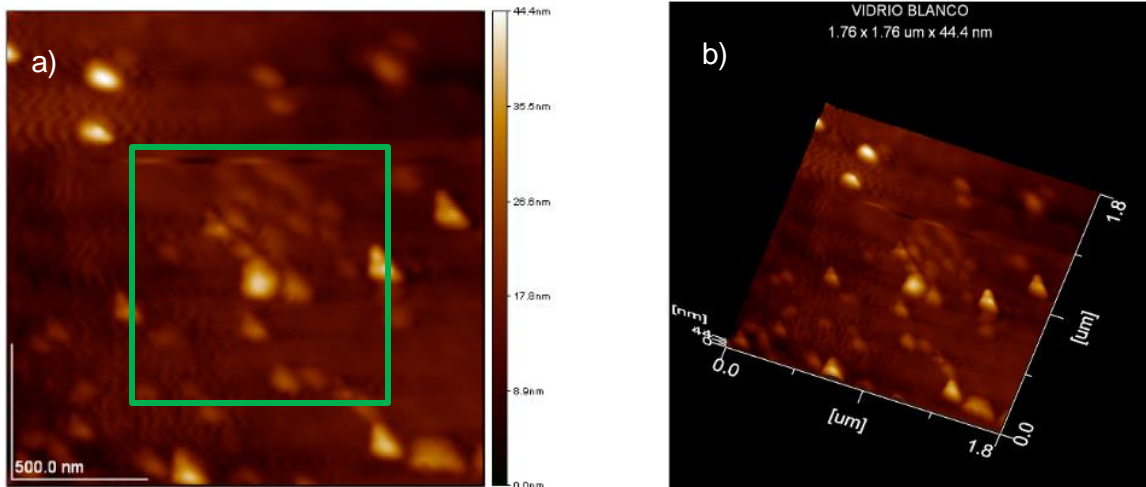
**Tabla 4.** Composición en porcentaje en peso y porcentaje atómico del sustrato de vidrio.

Elemento	% en Peso	%Atómico
O	50.93	56.25
Si	21.86	13.75
C	14.60	21.47
Na	7.78	5.98
Ca	3.37	1.48
Mg	1.47	1.07
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

### 3.1.2 Microscopía de fuerza atómica (ATM)

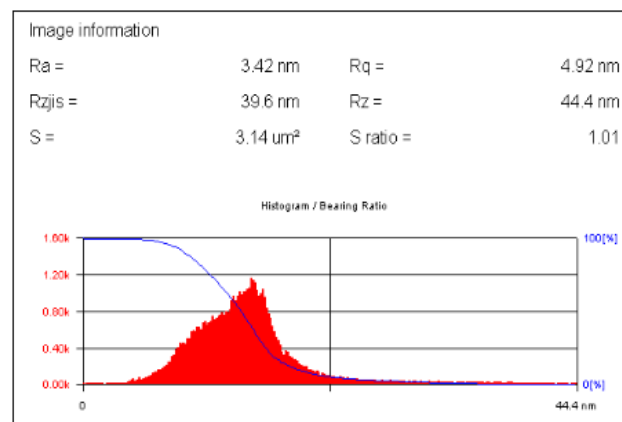
Mediante el uso de la microscopía de fuerza atómica, se obtuvieron imágenes topográficas del sustrato, cuya área de barrido varió desde 50-500 nm, según las zonas analizadas. Las imágenes fueron tratadas usando el software del equipo WinSPM.

En la Figura 13, se observa la morfología del sustrato de vidrio mediante AFM-Tapping, la cual, es heterogénea debido al proceso de abrasión a la que fue sometida la superficie. En un primer término, se observan del lado izquierdo la imagen en 2D y del lado derecho la imagen 3D de la misma zona, debido a la morfología rugosa de la muestra se observan algunos artefactos de la imagen en la esquina inferior izquierda de ambas imágenes; sin embargo, se puede apreciar de manera general que la superficie de la muestra es irregular y tiene bordes afilados, todas estas estructuras son menores a 50 nm.



**Figura 13.** Imagen topográfica de AFM (Modo Tapping) de sustrato de vidrio satinado a 500 nm en a) 2D y b) 3D.

No obstante, la microscopía de fuerza atómica permite determinar de forma cuantitativa la rugosidad ( $R_a$ ) del área superficial de la muestra. En la figura 13a) la imagen en 2D se delimita una sección de la muestra mediante un recuadro de color verde, el cual permite la determinación aproximada del valor de la rugosidad del material analizado. El análisis de la rugosidad se reporta en la Figura 14, en la cual reporta un valor de  $R_a = 3.42$  nm, en esta figura también se muestra el espectro del promedio de las alturas de pico a valle de la rugosidad de la muestra ( $R_{zjis}$ ), el cual presenta un valor de  $R_{zjis} = 39.6$  nm, lo cual es característico del vidrio satinado.

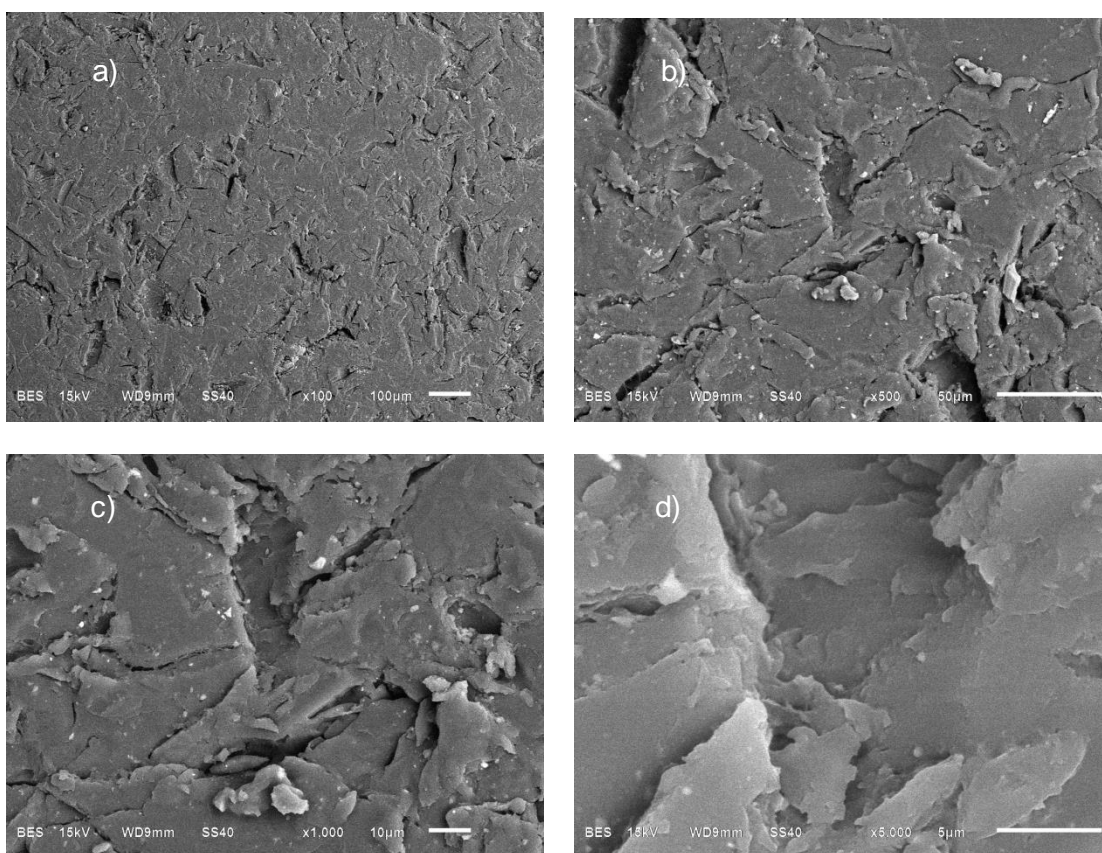


**Figura 14.** Valores de rugosidad del sustrato de vidrio utilizando AFM.

### 3.2 Caracterización de acrílico

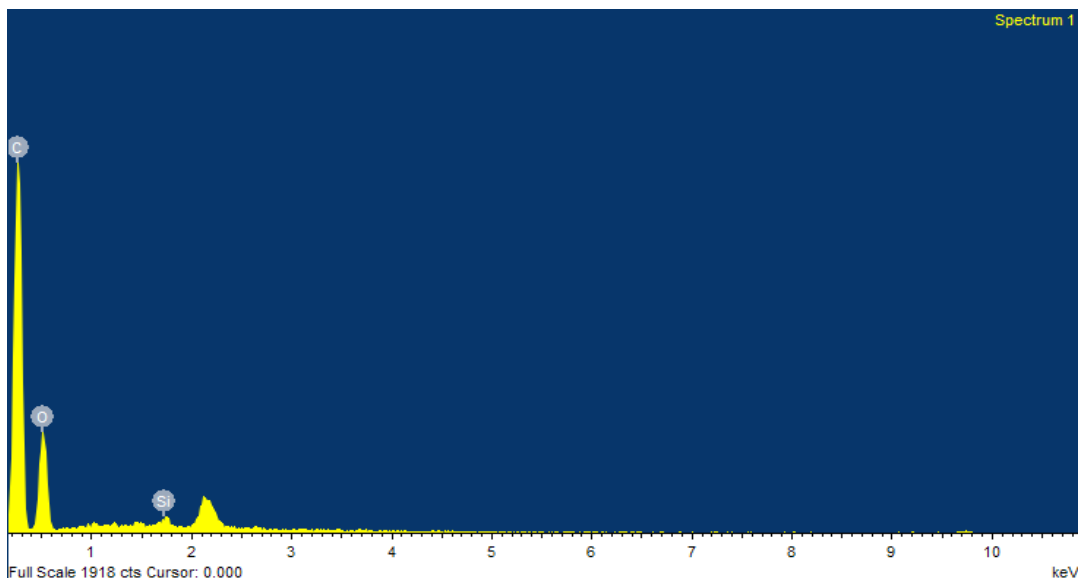
#### 3.2.1 Microscopía electrónica de barrido (SEM)

La caracterización de la muestra de acrílico mediante microscopía electrónica de barrido, se muestran en la Figura 15, donde las imágenes revelaron una superficie rugosa detectando microestructuras del tipo globular y piramidal de base cuadrada.



**Figura 15.** Micrografía SEM del sustrato de acrílico a aumentos de a) x100, b) x500, c) x1000 y d) x5000.

Los resultados de análisis mediante EDS representados en la Figura 16, muestran tres picos que denotan la presencia de C y O como elementos mayoritarios en la muestra y al Si con una presencia minoritaria.



**Figura 16.** Espectro de EDS de la superficie de acrílico.

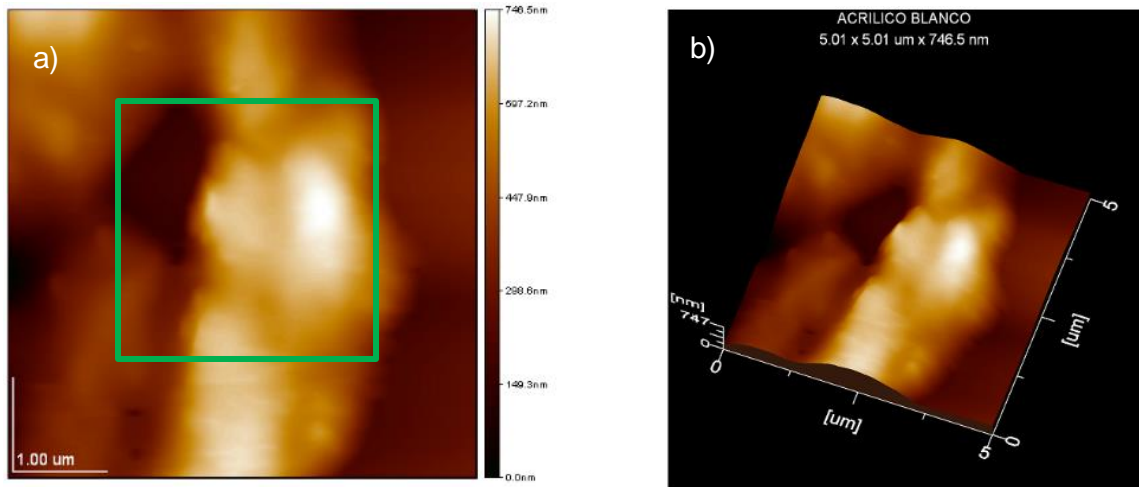
De igual manera que en los análisis realizados a la muestra de vidrio, en la Tabla 5 se presentan las composiciones en porcentaje en peso y porcentaje atómico del sustrato de acrílico.

**Tabla 5.** Composición en porcentaje en peso y porcentaje atómico del sustrato de acrílico.

Elemento	% en Peso	%Atómico
C	63.61	70.10
O	35.80	29.62
Si	0.59	0.28
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

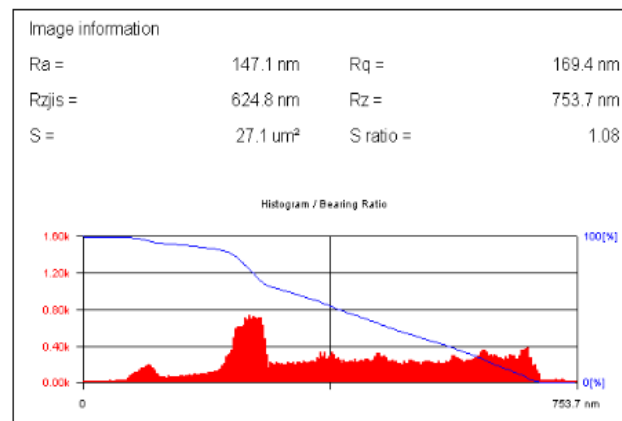
### 3.2.2 Microscopía de fuerza atómica (ATM)

La Figura 17 muestra la morfología del sustrato de acrílico mediante AFM-Tapping. En un primer término del lado izquierdo, en la Figura 17a), se visualiza la imagen en 2D y del lado derecho en la Figura 17b), la imagen en 3D de la misma zona. Se puede apreciar de manera general que la superficie es irregular, tiene bordes afilados y todas las estructuras observadas presentan una morfología irregular con alturas menores a 750 nm.



**Figura 17.** Imágenes topográfica de AFM (Modo Tapping) de sustrato de acrílico a escala de 1  $\mu\text{m}$  en a) 2D y b) 3D.

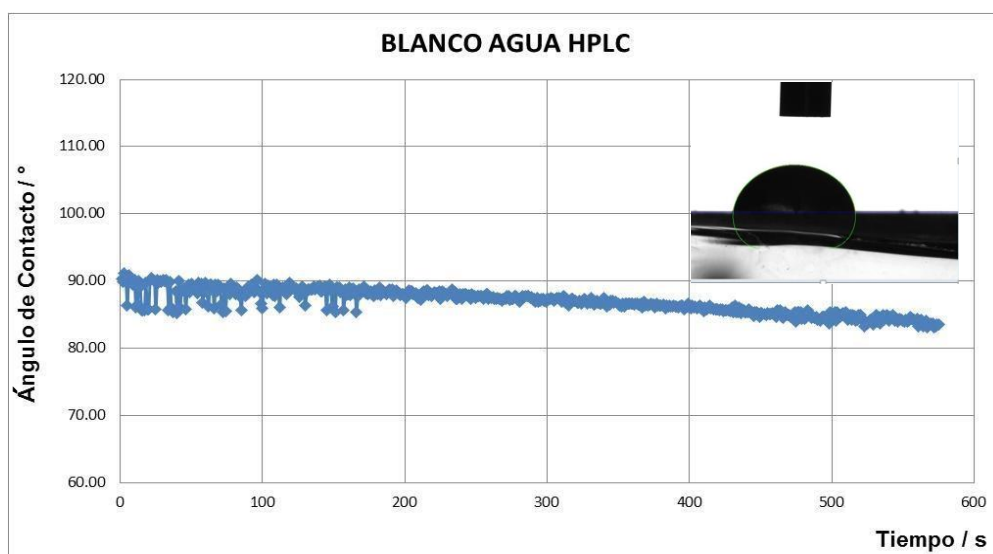
El análisis de la rugosidad promedio de la superficie de acrílico se obtuvo tras realizar las mediciones de AFM por duplicado y al igual que para el sustrato de vidrio se delimito una sección de la imagen 2D mediante un recuadro de color verde para determinar los valores de rugosidad  $R_a$  y  $R_{zjs}$  reportados en la Figura 18, los resultados obtenidos fueron  $R_a = 147.1 \text{ nm}$ , y  $R_{zjs} = 624.8 \text{ nm}$  respectivamente, siendo este último mayor que el del vidrio satinado, lo cual demuestra que el acrílico posee una mayor rugosidad que el vidrio.



**Figura 18.** Valores de rugosidad del sustrato de acrílico utilizando AFM.

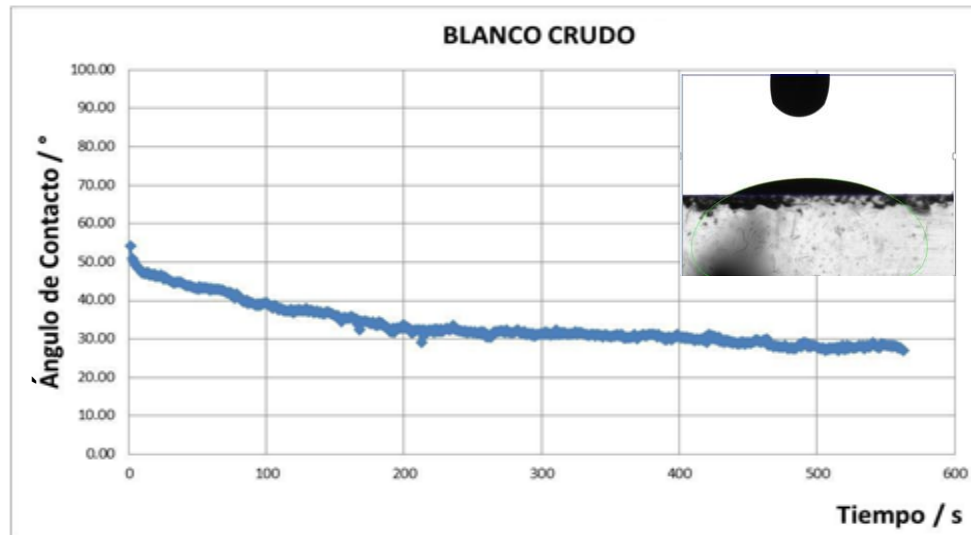
### 3.3 Ángulo de contacto

Para las pruebas de medición de ángulo de contacto en el vidrio satinado se estableció un tiempo máximo de medición de 600 segundos. La Figura 19 representa el comportamiento de una gota de agua HPLC sobre la muestra de la superficie, mientras que en la Figura 20 se observa la tendencia con una gota de hidrocarburo obteniéndose valores cercanos a los 90° y 40° respectivamente durante los primeros cien segundos. Así mismo en ambas figuras se observa el promedio de los ángulos izquierdo y derecho de las mediciones realizadas.



*Figura 19. Comportamiento del ángulo de contacto empleando agua HPLC en vidrio satinado.*

Adicionalmente dentro de las gráficas se puede observar un acercamiento del momento en el cual se adiciona la gota de agua HPLC y de hidrocarburo respectivamente sobre la superficie de vidrio satinado sin tratamiento previo. Donde se puede visualizar que el ángulo de las gotas concuerdan los reportados en las gráficas.



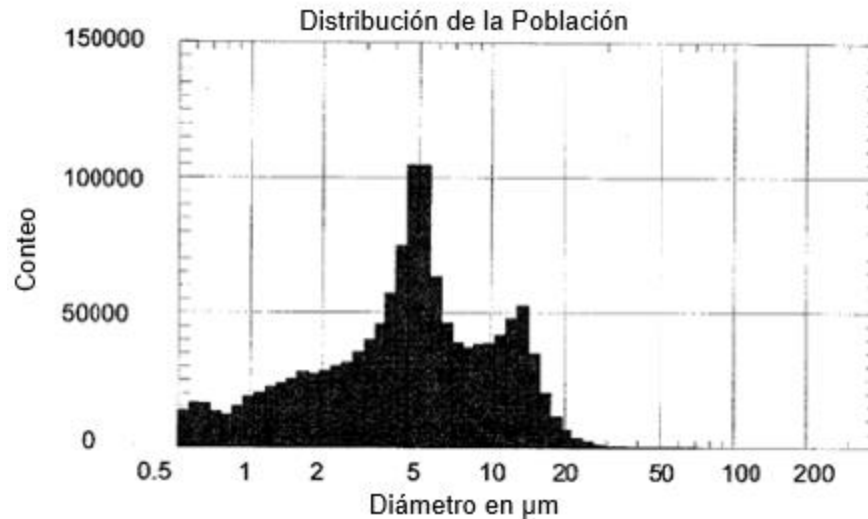
*Figura 20. Comportamiento del ángulo de contacto empleando hidrocarburo en vidrio satinado.*

El ángulo de contacto es una medida de la mojabilidad de la roca. Ángulos cercanos a  $0^\circ$  y  $180^\circ$  corresponden a rocas fuertemente mojadas por agua y por petróleo, respectivamente. Los ángulos más cercanos a  $90^\circ$  representan valores intermedios de mojabilidad. La mojabilidad intermedia o neutra se presenta en superficies minerales que no poseen una afinidad marcada por un fluido, pero significativa si se compara con la afinidad hacia otros. En este caso, si el nivel de presión capilar lo permite, los fluidos comparten el espacio poroso, separados por interfaces o meniscos cuya intersección con la superficie mineral origina un ángulo de contacto. Con base en los resultados obtenidos se infiere que la superficie de vidrio satinado presenta una mojabilidad intermedia.

### 3.4 Caracterización de emulsiones

Los datos de distribución de tamaños de partícula informan sobre el tamaño de gotas presentes en la emulsión. Para obtener un diámetro adecuado, es necesario considerar ciertas variables muy importantes de mezclado durante el proceso de elaboración como velocidad, el tiempo de agitación y la proporción de aceite en la emulsión. Las distribuciones se expresan como porcentaje del volumen de gotas de un tamaño o porcentaje del área interfacial en función del tamaño de gota (Cortazar, 2008).

Tras haber desarrollado las emulsiones en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), estas se caracterizaron mediante las técnicas de distribución de tamaño de partícula y potencial zeta. En la Figura 21 se muestra la gráfica de distribución de tamaño de partícula de la emulsión E-29.



**Figura 21.** Gráfica de distribución de tamaño de gota para emulsión E-29.

En esta imagen, el eje de las ordenadas representa cuentas de población de las partículas analizadas, mientras que en el eje de las abscisas, se encuentran los tamaños de partícula en  $\mu\text{m}$ . Se observa una distribución donde la mayoría de gotas posee diámetro alrededor de 5  $\mu\text{m}$ , los valores de los tamaños de gota obtenidos son reportados en la Tabla 6.

**Tabla 6.** Resultados de mediciones de tamaño de partícula.

Emulsión	Diámetro medio de gota ( $\mu\text{m}$ )
E-18	5.54
E-29	4.72
R-27	3.98



Además, se realizaron mediciones de potencial zeta como se midió, con el fin de determinar la estabilidad de las emulsiones. A continuación en la Tabla 7 se presentan los valores obtenidos para estas emulsiones. Estos resultados indican que dichas emulsiones son estables a temperatura ambiente.

**Tabla 7.** Resultados de mediciones de potencial zeta.

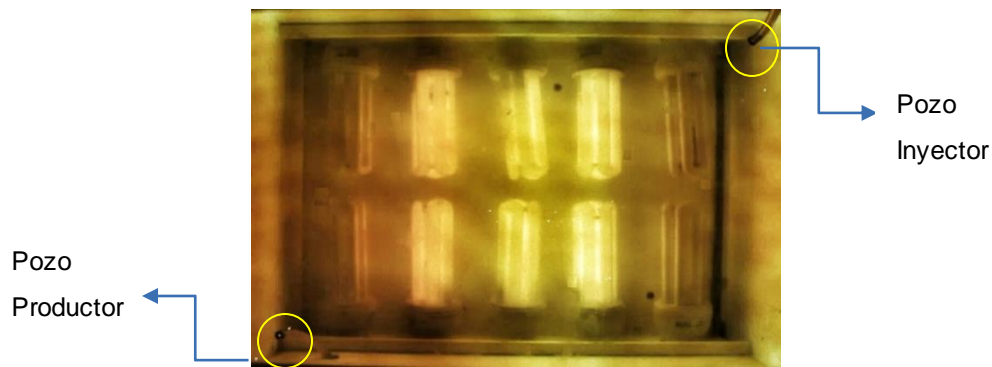
Emulsión	Potencial zeta (mV)
E-18	4.31
E-29	32.04
R-27	6.75

### 3.5 Recuperación de petróleo en celdas de vidrio

En esta sección se discutirá la influencia de las emulsiones ya mencionadas sobre la recuperación de petróleo en el sistema Hele-Shaw. También se analizará los caminos preferenciales formados y los volúmenes de crudo recuperado en ausencia y presencia de las emulsiones preparadas.

Como se explicó en el capítulo anterior, la primera etapa de los experimentos de desplazamiento consistió en la inyección de agua destilada a 25 °C, con el objetivo de analizar los patrones de flujo y los volúmenes de crudo recuperado en ausencia de emulsión a las diferentes velocidades de inyección.

En la Figura 22 se muestra la imagen de una celda de vidrio en dos dimensiones, saturada con aproximadamente 11.5 mL de crudo, se puede observar una superficie libre de burbujas de aire, así como la existencia de un color negro iridiscente debido a la incidencia de luz generada por el sistema de iluminación montado en la cámara oscura, el cual se muestra en la Figura 10.



**Figura 22.** Imagen en dos dimensiones de la celda Hele-Shaw saturada con petróleo ligero de 32° API.

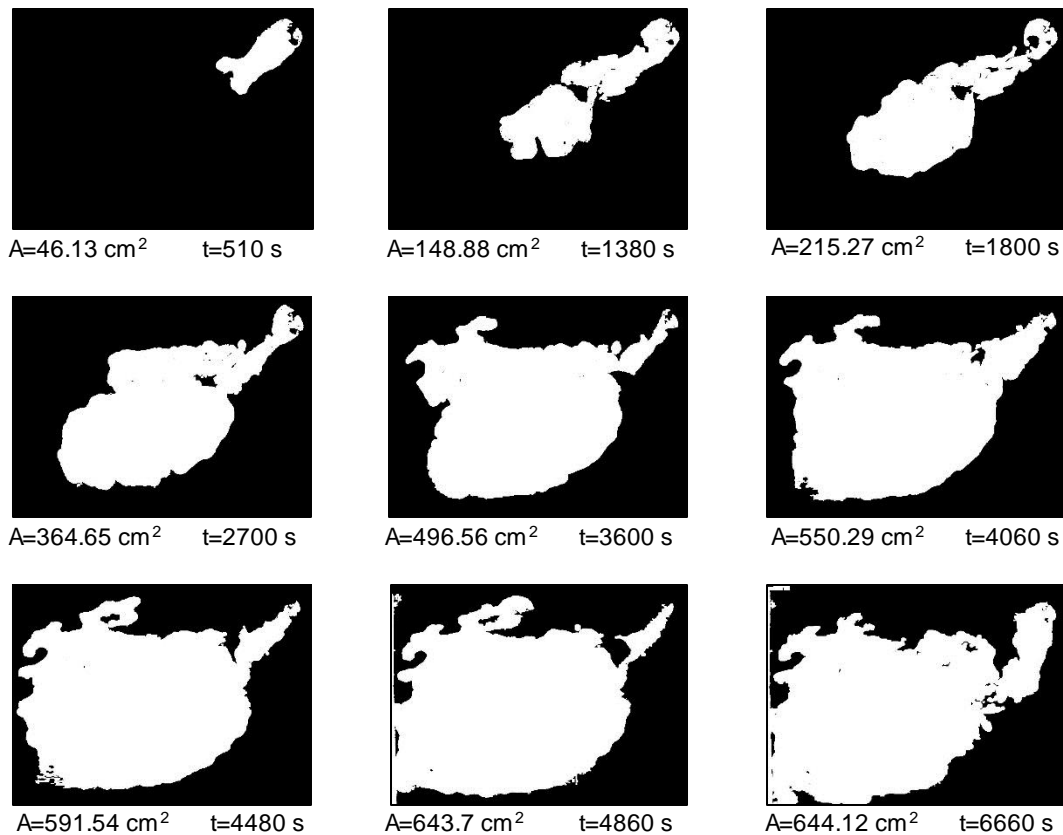
En esta imagen se pueden observar dos orificios localizados en contra esquina, los cuales denominaremos pozo inyector y pozo productor respectivamente.

### 3.6 Proceso de imbibición en la recuperación secundaria

El petróleo crudo después de recuperación primaria no tiene la habilidad para salir por él mismo de los poros de una roca de yacimiento en la cual se encuentra, más bien es forzado a salir por el empuje de un fluido asociado al petróleo o por la acumulación de otro fluido. Este tipo de desplazamiento se debe a la aplicación de fuentes externas de energía, como es el caso de un yacimiento de empuje por agua, en donde ocurre un desplazamiento inmisible del petróleo producido por el avance del manto acuífero o agua inyectada.

Adoptando este modelo se realizaron pruebas experimentales de desplazamiento en celdas de vidrio y acrílico por duplicado, las velocidades de desplazamiento abarcaron un rango de 0.5 - 3 mL/min con intervalos de 0.5 mL/min. Las Figuras 23, 25 y 27 muestran el proceso de imbibición a velocidades de 0.5, 1.5 y 3 mL/min.

Las imágenes que a continuación se presentan forman parte de una serie de videos, los cuales fueron analizados por el software IMAQ VISION, empleando la secuencia descrita en el Capítulo 2. Como resultado de este análisis se cuantificó el área total de una celda completamente saturada cuyo valor fue de 1131 cm<sup>2</sup> y se obtuvieron imágenes de desplazamiento separadas en cuadros de 30 segundos. Se seleccionaron las imágenes más representativas de cada prueba para una mejor apreciación.



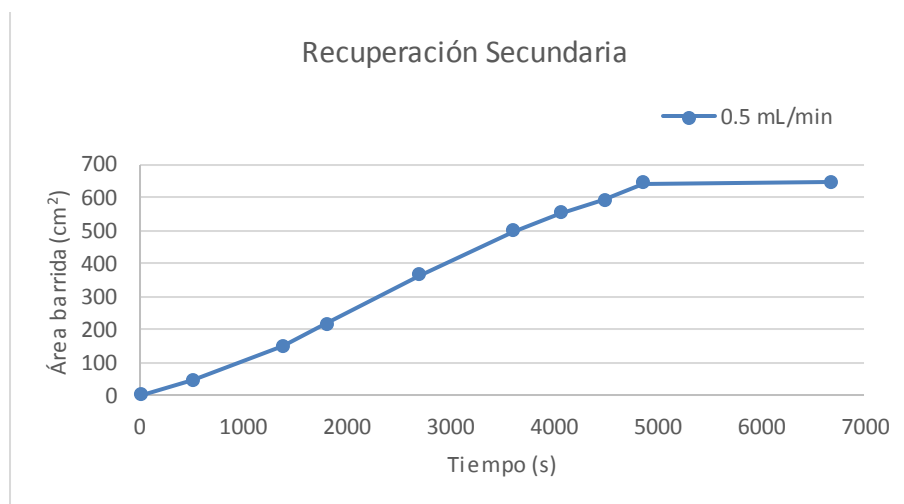
**Figura 23.** Patrón de desplazamiento en la recuperación secundaria de petróleo a 0.5 mL/min.

La figura anterior representa un proceso de formación de caminos preferenciales, en los cuales, penetra el fluido desplazante (agua) a la celda y se inicia el proceso de recuperación, observándose un crecimiento asimétrico en forma de hoja. Conforme el agua inunda la celda, el crecimiento de los caminos preferenciales aumenta y el petróleo tiende a desplazarse al pozo productor.

Así mismo, se observa que durante la recuperación secundaria existen pequeñas zonas no desplazadas, que representan el hidrocarburo residual, el cual ya no podrá ser recuperado por esta técnica, debido a que el agua ha marcado zonas de preferencia de menor resistencia para desplazarse hasta el pozo productor.

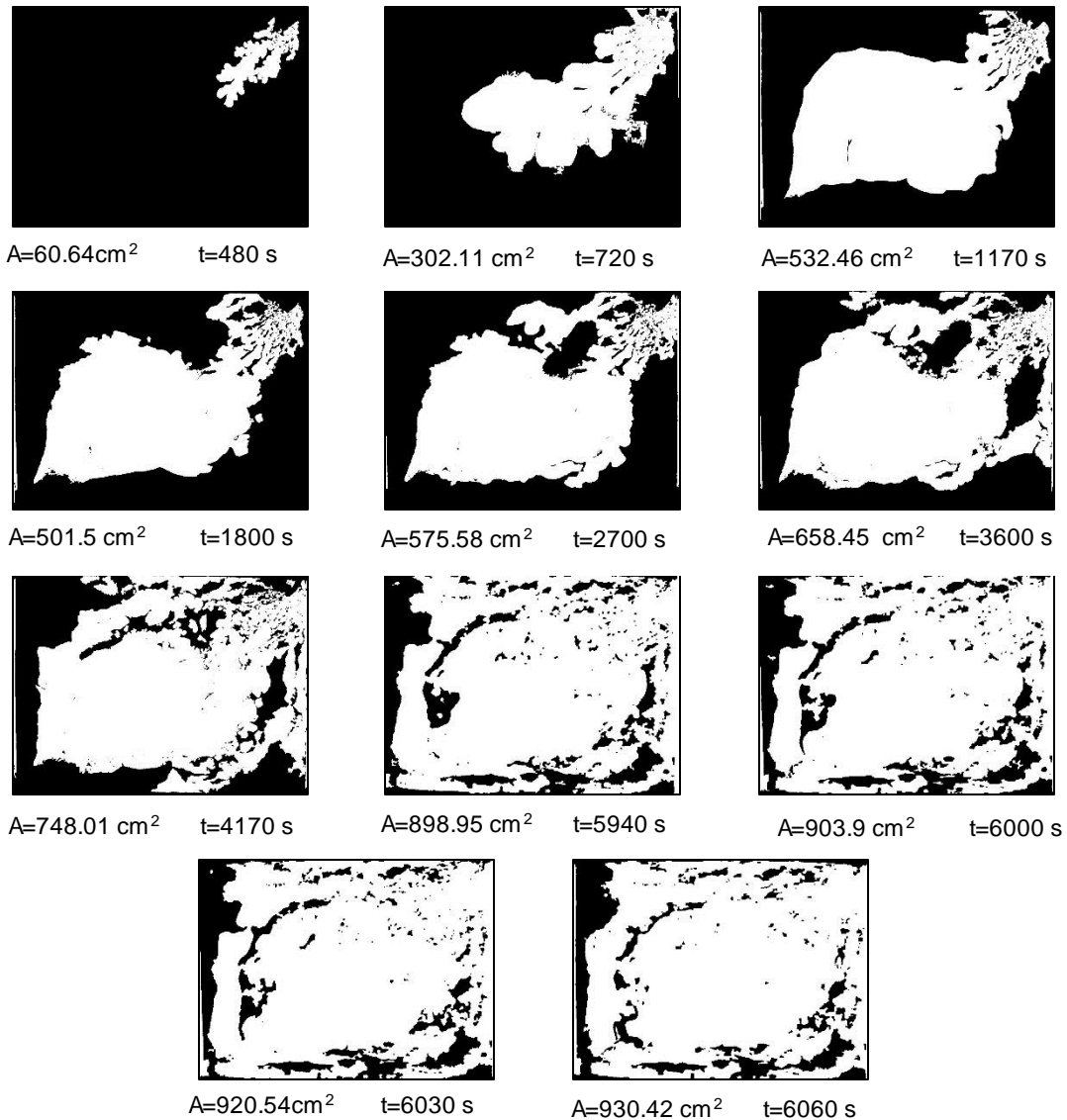
Tras el análisis de la Figura 23 mediante el programa IMAQ VISION, se determinó el área desplazada en  $\text{cm}^2$  de cada una de las imágenes, empleando la secuencia descrita en el Capítulo 2, al final de la recuperación secundaria para un flujo de  $0.5 \text{ mL/min}$ , se obtuvo un área de  $644.12 \text{ cm}^2$  a un tiempo de  $6660 \text{ seg}$ , representando el 56% del total.

La Figura 24 muestra los datos obtenidos del área barrida en función del tiempo a flujo de inyección de  $0.5 \text{ mL/min}$ , se puede observar un crecimiento exponencial correspondiente al inicio de la prueba hasta el fin de la fase de recuperación secundaria. Este proceso se desarrolló hasta el momento en el cual ya no se recuperó ni una gota de petróleo de la celda debido a los procesos de imbibición espontánea y forzada, el proceso de recuperación tomó aproximadamente 2 horas logrando recuperar la mayor cantidad de petróleo posible del sistema.



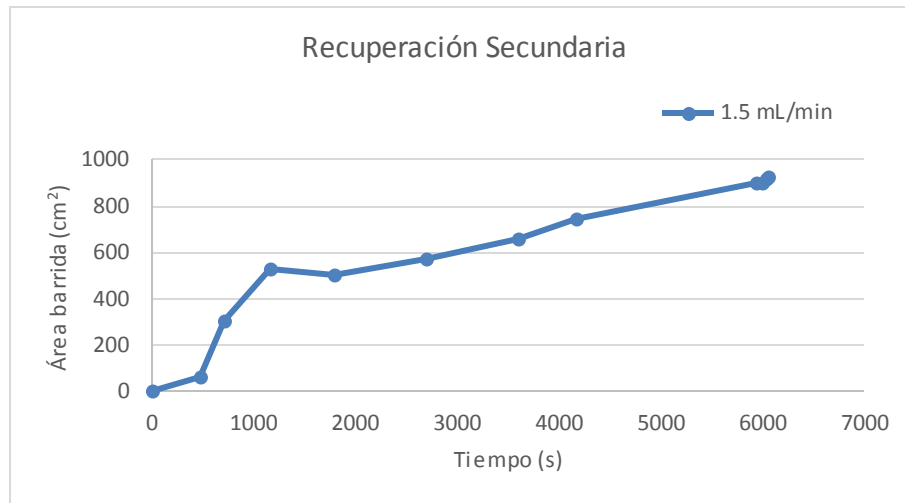
**Figura 24.** Proceso de barrido con inyección de agua a  $0.5 \text{ mL/min}$ .

En la Figura 25 se observan los patrones de flujo a  $1.5 \text{ mL/min}$ , de los cuales, es posible observar la influencia de la velocidad de inyección en el proceso de recuperación. Al igual que en la Figura 23, se puede apreciar la formación de los caminos preferenciales y se estima mejora del barrido al menor tiempo comparando con la prueba a la velocidad de  $0.5 \text{ mL/min}$ .



**Figura 25.** Patrón de desplazamiento en la recuperación secundaria de petróleo a 1.5 mL/min.

En la Figura 26 se graficaron los datos obtenidos del desplazamiento secundario a 1.5 mL/min. En esta gráfica se puede apreciar que conforme transcurre el tiempo, el área barrida se acrecienta, esto indica que existe una relación entre el incremento de la velocidad de inyección y el área barrida.

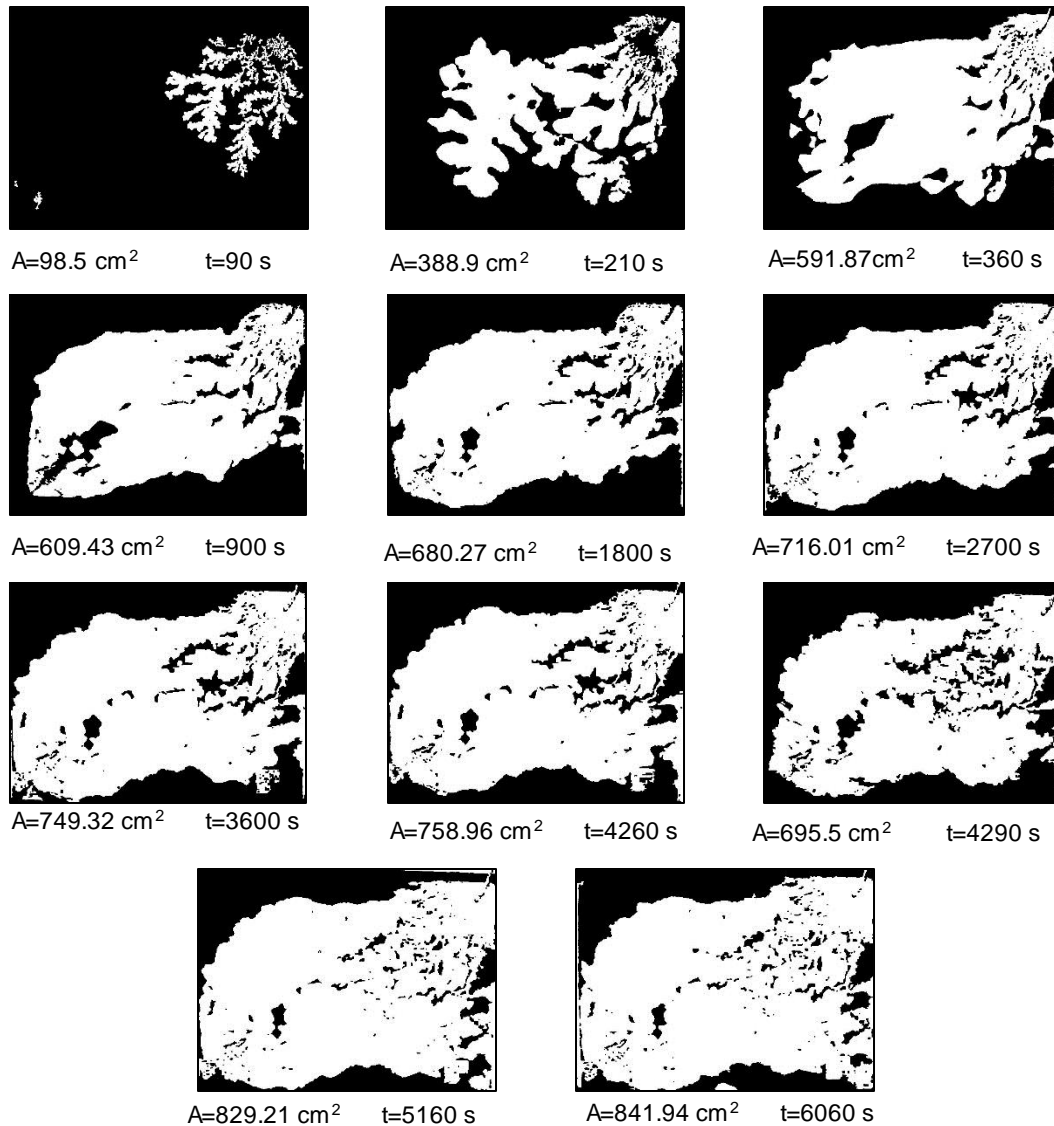


**Figura 26.** Proceso de barrido con inyección de agua a 1.5 mL/min.

En la gráfica anterior se puede observar que el desplazamiento se efectuó de manera rápida y en forma exponencial, debido a la presión generada en la interfase del fluido desplazado y el fluido desplazante. Una apreciación importante se da en el intervalo de tiempo que comprende  $1170 \geq t \leq 2700$  segundos, donde se presenta un declive en el área barrida, que puede ser atribuible a la disminución de la presión interna del sistema. Sin embargo, después de este punto, con la inyección de flujo continuo del agua se logra una mayor área de barrido, formando incluso nuevos caminos preferenciales obteniendo un área de barrido final de 930.42 cm<sup>2</sup>.

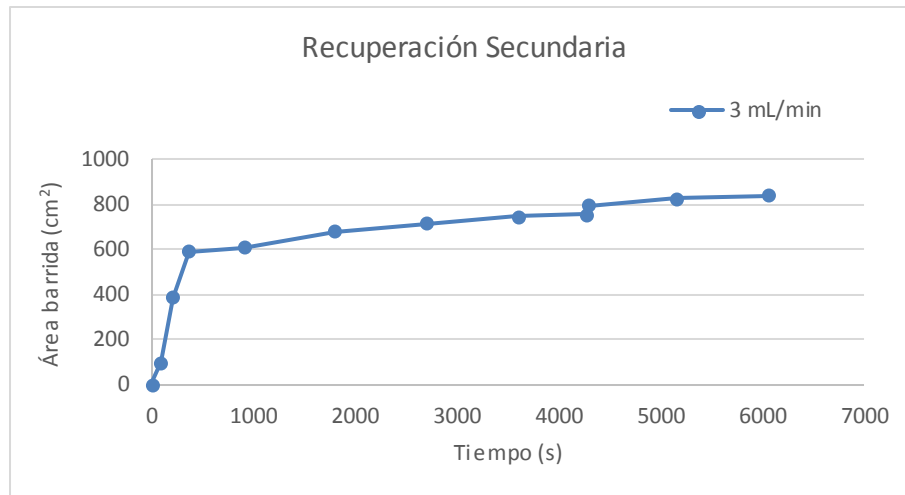
Para tener una idea más clara de la influencia de la velocidad de inyección en el proceso de imbibición, en la Figura 27 se puede apreciar el fenómeno de desplazamiento a 3 mL/min, donde a un tiempo de 90 segundos, la formación de caminos preferenciales presentan una distribución simétrica.

Si observamos detenidamente las imágenes, se aprecia que el patrón de flujo no permaneció constante y esto se atribuye al medio poroso que es impredecible debido a la rugosidad del material, aunque a nivel superficial es similar, no es así a escala microscópica como se discutió con anterioridad.

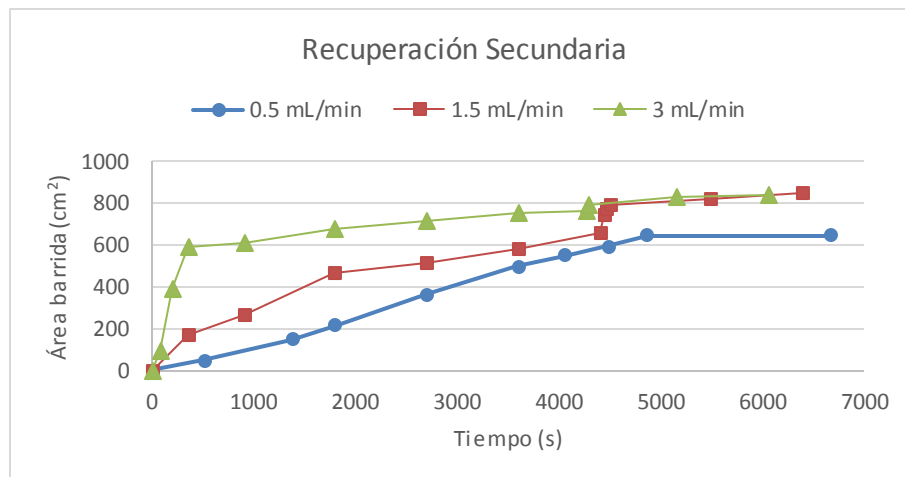


**Figura 27.** Patrón de desplazamiento en la recuperación secundaria de petróleo a una velocidad de 3 mL/min de fluido desplazante.

Comparando este desplazamiento con respecto a los de las Figuras 23 y 25, se observa una cantidad superior de fingers asociados a una mayor presión y velocidad de desplazamiento, con un incremento en el eje de las ordenadas del área barrida, que finalmente convergen en dirección al pozo productor. Por otra parte existe una menor cantidad de zonas con petróleo no desplazado, representando un merma en el proceso de recuperación, al final de esta prueba se obtuvo un área barrida de 841.94 cm<sup>2</sup> que representa un 74% de área del sistema representado en la Figura 28.



**Figura 28.** Proceso de barrido con inyección de agua a 3 mL/min.



**Figura 29.** Recuperación secundaria a velocidades de 0.5 mL/min, 1.5 mL/min y 3 mL/min.

Al comparar las velocidades de desplazamiento analizadas en esta sección representadas en la Figura 29, se observa que a 3 mL/min se tiene una mayor área de barrido y por lo tanto una mayor recuperación de crudo en un pequeño lapso de tiempo. Si a velocidad baja de inyección 0.5 ml/min aparte de imbibición forzada existe la imbibición espontanea, en caso de la velocidad de inyección 3 mL/min prevalece los procesos de “digitalización”. Los efectos de la entrada y salida de la celda se aprecian por el cambio que sufre la curva de recuperación, al



inicio, el ritmo de expulsión fue constante, casi lineal, después se reduce paulatinamente y finalmente llega a una etapa de agotamiento.

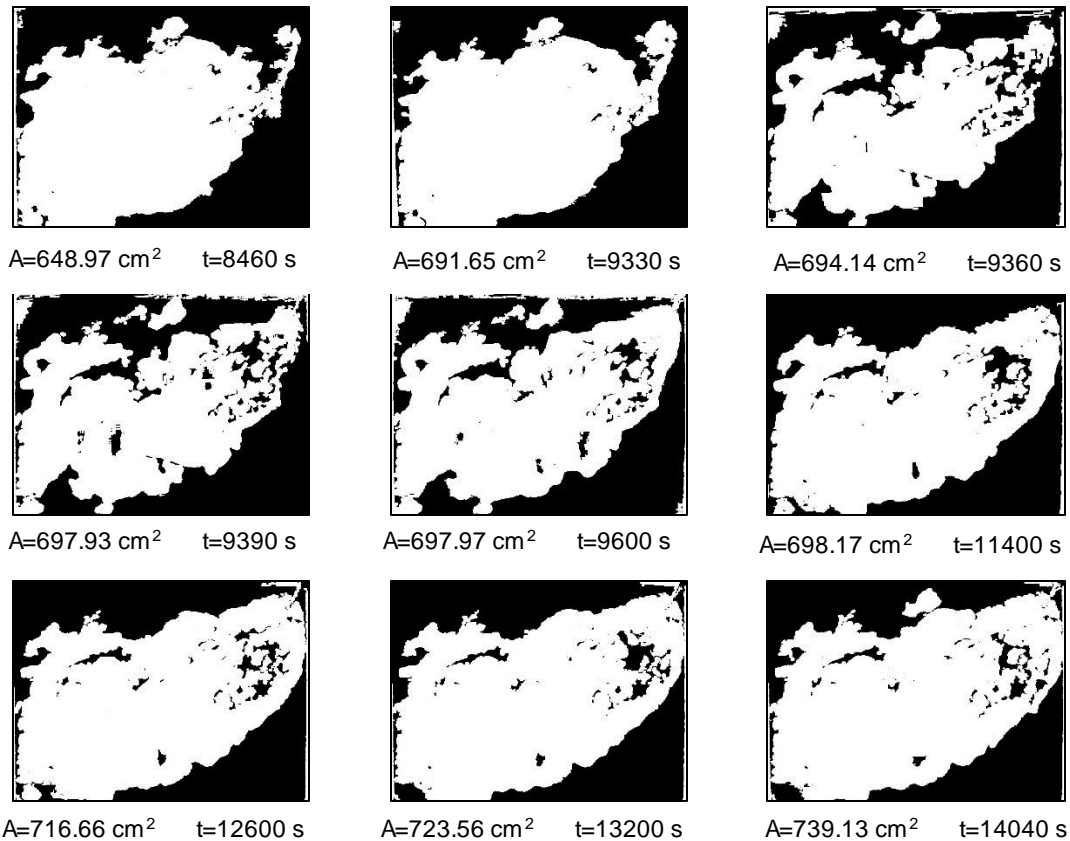
### **3.7 Recuperación mejorada de petróleo en celdas de vidrio**

En el análisis de la sección anterior se observó que empleando el desplazamiento por inyección de agua no se logró recuperar por completo el crudo contenido en la celda Hele-Shaw debido a los fenómenos como: viscosidad de crudo, relación de movilidades del agua y aceite, tensión interfacial, mojabilidad existentes entre los fluidos y sólido y permeabilidad del sistema. Una vez concluidas las pruebas de recuperación secundaria, se procedió a desarrollar la siguiente etapa experimental que consistió en recuperar el crudo remanente atrapado en los poros que conforman nuestro sistema, para ello se utilizaron tres emulsiones tipo Winsor 1 denominadas E-18, E-29 y R-27 compuestas a base de ácidos orgánicos o siloxanos y surfactantes del tipo catiónicos, diluidas al 1% y 5%.

Las imágenes del proceso de recuperación terciario mostradas en esta sección son subsecuentes de los mismos sistemas de celdas Hele-Shaw utilizados en el análisis del desplazamiento del crudo por inyección del agua. La finalidad es observar la influencia de la inyección de la emulsión sobre la recuperación adicional del crudo y mejora del barrido. Las imágenes más representativas de los desplazamientos en las celdas Hele-Shaw en ausencia y presencia de emulsión se muestran en el Anexo I.

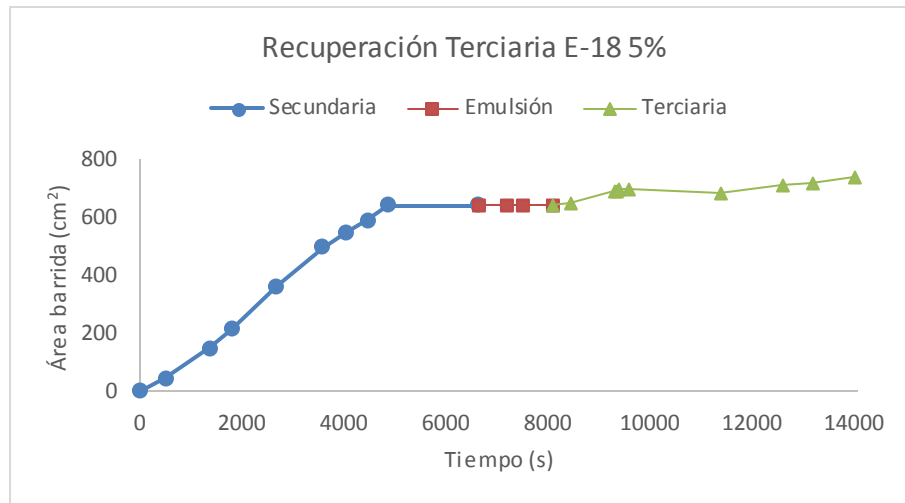
#### *3.7.1 Recuperación mejorada con emulsión E-18*

En la Figura 30 se observa la etapa de inyección de emulsión E-18 diluida al 5% a velocidad de 0.5 mL/min. Donde se aprecian cambios significativos en la zonas periféricas y central de la celda debido a los cambios en las fuerzas capilares por el bloqueo de los poros, además de alteración de la mojabilidad en presencia de la emulsión, originando nuevos caminos preferenciales. El análisis indica que al finalizar la etapa terciaria para esta prueba se logró recuperar un área de 739.13 cm<sup>2</sup> que representa un 66% del total.



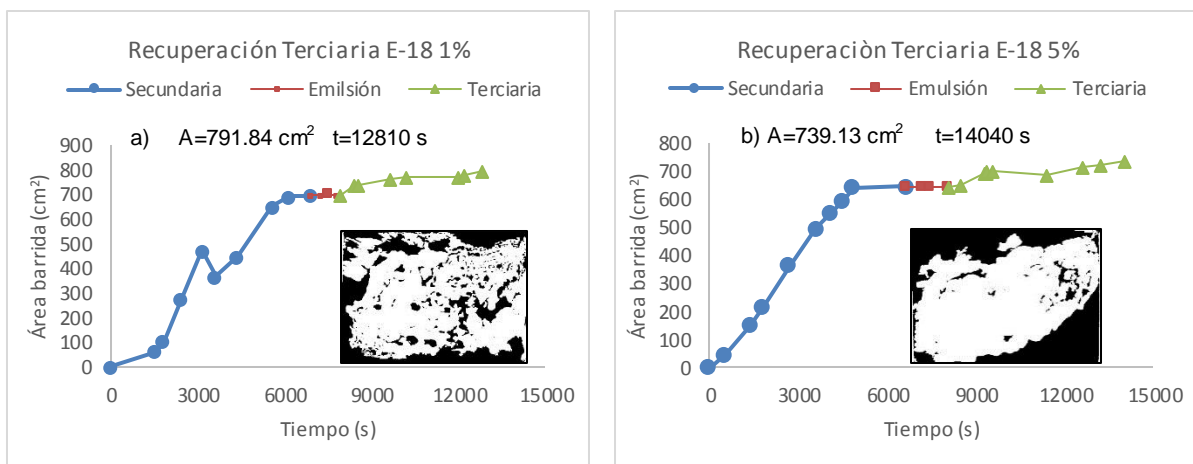
**Figura 30.** Patrón de desplazamiento en la recuperación de petróleo por la inyección de la emulsión E-18 al 5 % a una velocidad de 0.5 mL/min.

Por otro lado, la Figura 31 muestra el incremento del área barrida en función del tiempo en ausencia y presencia de la emulsión. En la primera etapa se puede observar el fenómeno reportado en el apartado anterior, seguido de la segunda etapa, que representa el momento en que se detiene la inyección con agua y se incorpora la emulsión al sistema presentando un comportamiento lineal, debido al tiempo de reposo dentro de la celda de 15 min permitiéndole que actué al contacto con el crudo. La última etapa consiste en reactivar la inyección de agua para recuperar el petróleo remanente.



**Figura 31.** Proceso de recuperación de petróleo a velocidad de 0.5 mL/min por la inyección de la emulsión E-18 al 5 %.

En las gráficas de la Figura 32 se observa el proceso de barrido a 0.5 mL/min de emulsión E-18 diluida al 1% a) y 5% b). Si comparamos ambas imágenes, observamos que independientemente de la dilución de la fase dispersa de la emulsión, el proceso de recuperación es casi igual, con una diferencia alrededor de 52.71 cm<sup>2</sup> del área, lo que significa que la dilución al 1% puede ser adecuado para este proceso.



**Figura 32.** Finalización de la etapa de recuperación de petróleo a velocidad de 0.5 mL/min por la inyección de la emulsión E-18 diluida a) 1% y 5% b).



Las imágenes que se encuentran dentro de las gráficas de la Figura 32, representan el final del proceso de recuperación. Al hacer el análisis del área barrida de cada imagen, se tiene que para el 5% fue de 739.13 cm<sup>2</sup>, mientras que para el 1% fue de 791.84 cm<sup>2</sup>, logrando también una mayor cantidad de crudo recuperado por la inyección de la emulsión.

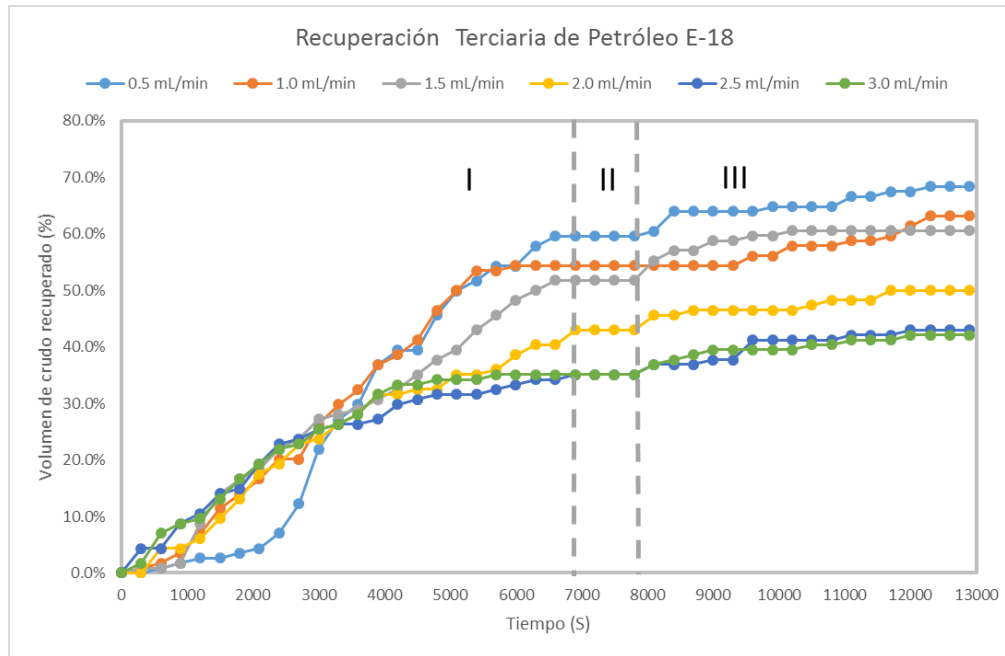
La Tabla 8 reporta los volúmenes y porcentaje de petróleo recuperado en la etapa secundaria y terciaria a las diferentes velocidades de desplazamiento con la emulsión E-18 al 1%. Estos resultados coinciden con los datos del área barrida en función del tiempo. Además, los porcentajes de crudo adicional se encontraron entre el rango del 10% al 22%, lo cual concuerda con lo reportado por la literatura.

**Tabla 8.** Volúmenes recuperado de petróleo empleando la emulsión E-18 diluida al 1%.

Velocidad de inyección (mL/min)	Volumen inicial de petróleo (mL)	Volumen del crudo recuperado por agua (mL)	Volumen del crudo recuperado por emulsión (mL)	Recuperación adicional de petróleo (%)
0.5	11.4	6.80	1.00	22%
1	11.4	6.20	1.00	19%
1.5	11.4	5.90	1.00	18%
2	11.4	4.90	0.80	12%
2.5	11.4	4.00	0.90	12%
3	11.4	4.00	0.80	10%

Ahora bien en la Figura 33 se muestra los gráficos de desplazamiento a las diferentes velocidades de inyección durante el proceso de recuperación con la emulsión E-18 diluida al 1%, en la cual se observa una relación entre la velocidad de desplazamiento y el volumen recuperado total de petróleo en función del tiempo, corroborando los resultados de la tabla anterior, donde a velocidades bajas el desplazamiento es más eficiente, debido a existente imbibición espontánea y la imbibición forzada.

Por otra parte, en el Anexo II se encuentran las tablas de los porcentajes de recuperación adicionales de la emulsiones E-18, E-29 y R-27 a las diluciones no reportadas en este capítulo.

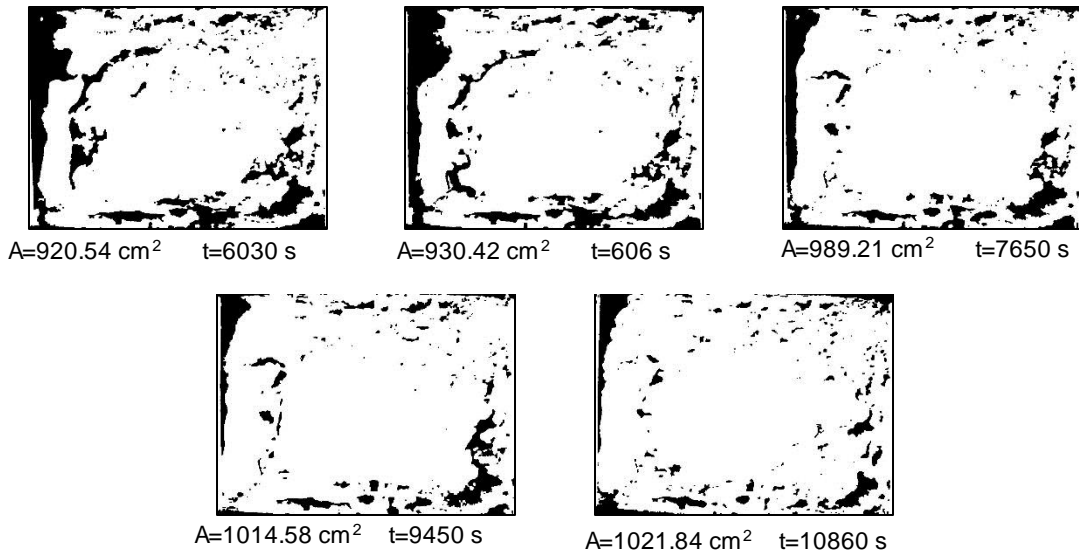


**Figura 33.** Proceso de desplazamiento mejorado de petróleo en ausencia y presencia de emulsión E-18 diluida al 1 %.

### 3.7.2 Recuperación mejorada con emulsión E-29

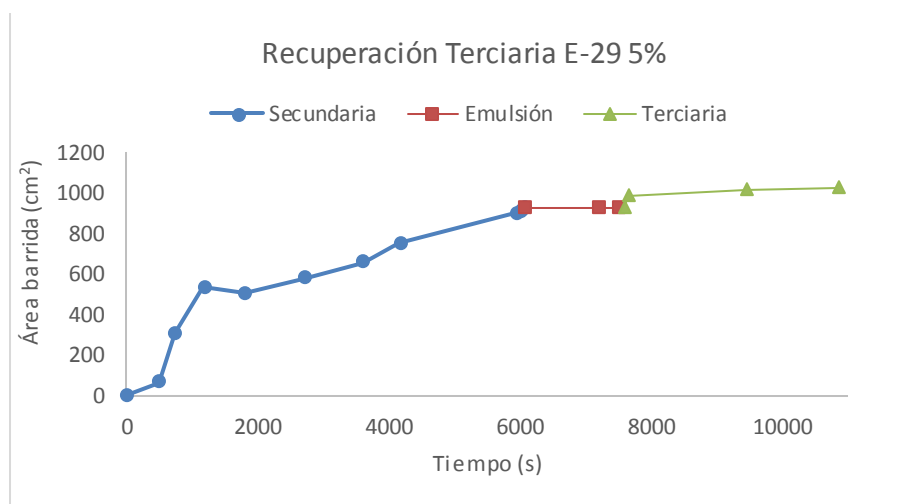
La Figura 34 muestra los patrones de flujo de la etapa de inyección de la emulsión E-29 al 5% a velocidad de 1.5 mL/min. Se puede observar que a un tiempo de 6030 segundos la celda presentó un área total de 210.45 cm<sup>2</sup> de crudo atrapado, la mayoría sobre el eje de las abscisas; sin embargo, se presentan en la zona central, pequeñas islas de crudo remanente lo que a nivel de yacimiento podría representar una cantidad significativa de petróleo.

Conforme transcurre el tiempo se puede observar que el crudo remanente va desplazándose en dirección al pozo productor. En las imágenes que comprendieron el lapso de tiempo entre 7650 > t < 10860 segundos, se pueden apreciar estos cambios significativos, registrando un área total de desplazamiento de 1021.84 cm<sup>2</sup>.



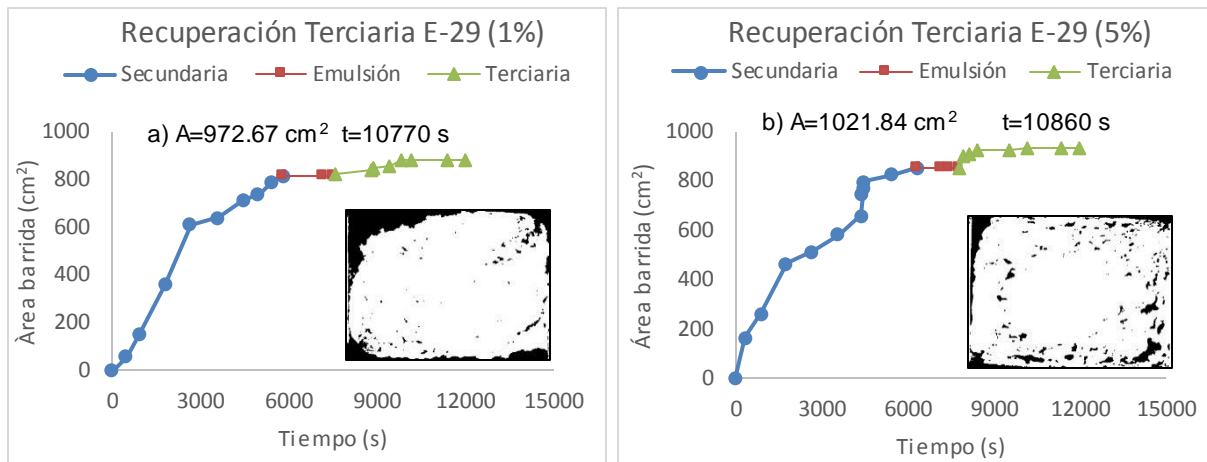
**Figura 34.** Patrón de desplazamiento en la recuperación de petróleo por la inyección de la emulsión E-29 al 5 % a una velocidad de 1.5 mL/min.

La Figura 35 muestra el incremento del área barrida en función del tiempo en ausencia y en presencia de la emulsión E-29 al 5%, en ella se observan las mismas etapas que se mencionaron anteriormente donde el fenómeno de desplazamiento se presentó de forma similar con un ligero incremento en la etapa terciaria.



**Figura 35.** Gráfico de recuperación de petróleo en las dos etapas evaluadas a velocidad de inyección del agua al 1.5 mL/min y en la presencia de la emulsión E-29 al 5%.

La Figura 36 muestra el proceso de barrido de petróleo utilizando E-29 al 1% a) y 5% b). Los resultados de desplazamiento muestran que a una dilución del 5% se llevó a cabo un barrido de 1021.84 cm<sup>2</sup> en comparación con la dilución al 1% cuyo valor fue de 972.67cm<sup>2</sup>.



**Figura 36.** Gráficos de recuperación de petróleo en las dos etapas evaluadas a velocidad de inyección del agua al 1.5 mL/min y en la presencia de la emulsión E-29 diluida a) 1 % b) 5 %.

**Tabla 9.** Volúmenes recuperado de petróleo empleando la emulsión E-29 diluida al 1%.

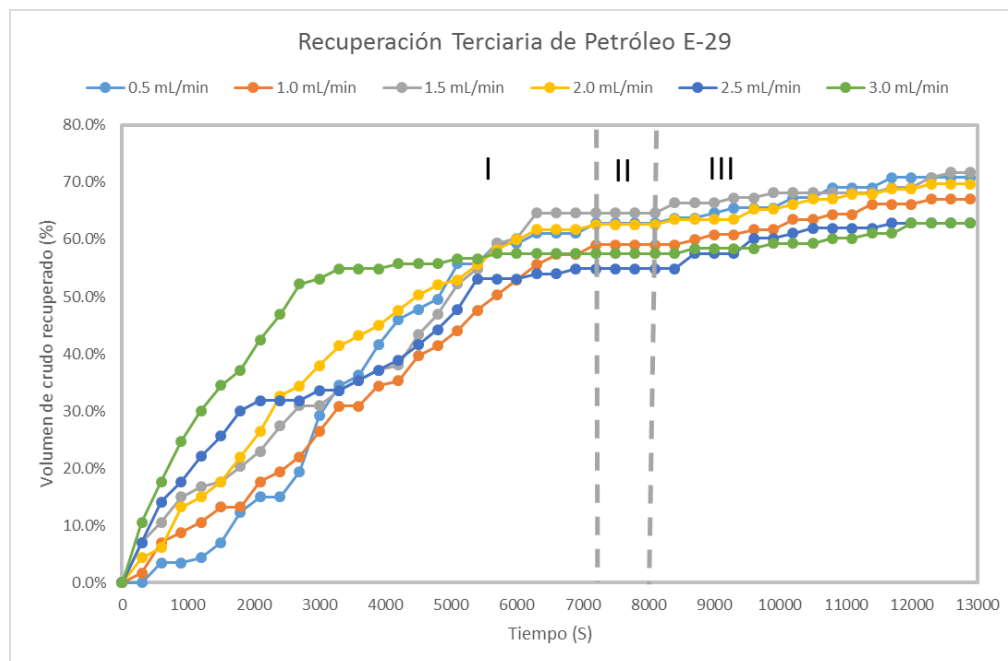
Velocidad de inyección (mL/min)	Volumen inicial del petróleo (mL)	Recuperación secundaria (mL)	Volumen del crudo recuperado por emulsión (mL)	Recuperación adicional de petróleo (%)
0.5	11.3	7.10	0.90	21%
1	11.3	6.70	0.90	20%
1.5	11.3	7.30	0.80	20%
2	11.3	7.10	0.80	19%
2.5	11.3	6.20	0.90	18%
3	11.3	6.50	0.60	13%

Los resultados presentados en la Tabla 9 confirman el comportamiento presentado en las imágenes de la Figura 36, a pesar de que los datos de la figura antes mencionada fueron obtenidos utilizando el método de análisis de imágenes empleando la secuencia reportada en

el Capítulo 2, donde los filtros utilizados, en ocasiones no resaltan todas las áreas de interés, pero si representan la secuencia del desplazamiento del área barrida en función del tiempo.

Además, se puede observar que los porcentajes de recuperación adicional para las diferentes velocidades de inyección, reportan en su mayoría valores cercanos al 20%, concordando nuevamente con lo reportado en la literatura.

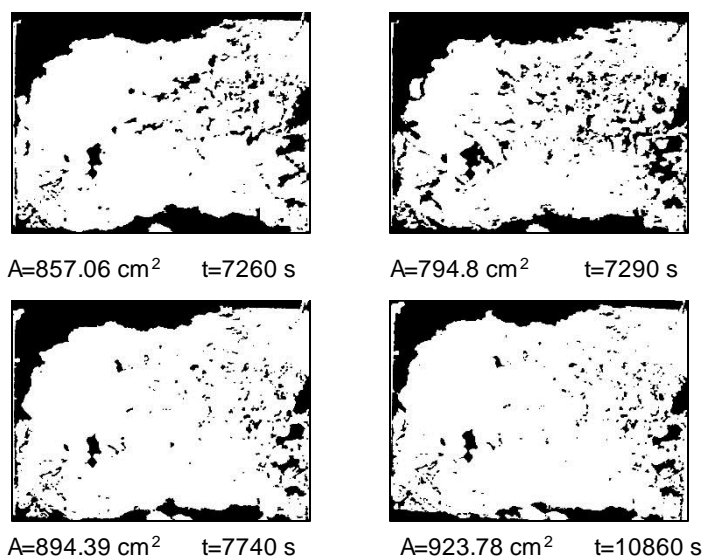
Por otra parte, se muestra en la Figura 37 los gráficos de desplazamiento a las diferentes velocidades de inyección del agua durante el proceso de recuperación con la emulsión E-29, en la cual se observa una relación entre la velocidad de desplazamiento y el volumen recuperado total de petróleo en función del tiempo, donde a velocidades bajas el desplazamiento es más eficiente, debido a existente imbibición espontanea.



**Figura 37.** Proceso de desplazamiento mejorado de petróleo en ausencia y presencia de emulsión E-29 diluida al 1 %.

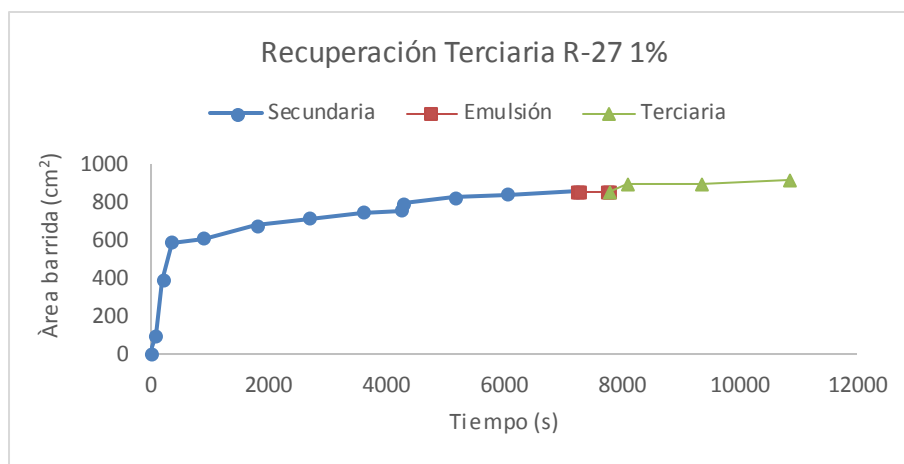
### 3.7.3 Recuperación mejorada con emulsión R-27

La Figura 38 muestra el patrón de desplazamiento formado durante la etapa terciaria, empleando R-27 a una dilución de 1%. En estas imágenes se pueden apreciar cambios significativos en la zona central de la celda desplazando islas de crudo remanente, debido al contacto que tiene la emulsión una vez que es empujada por el agua con un área de barrido final de 923.78 cm<sup>2</sup> en un tiempo de 10860 segundos.



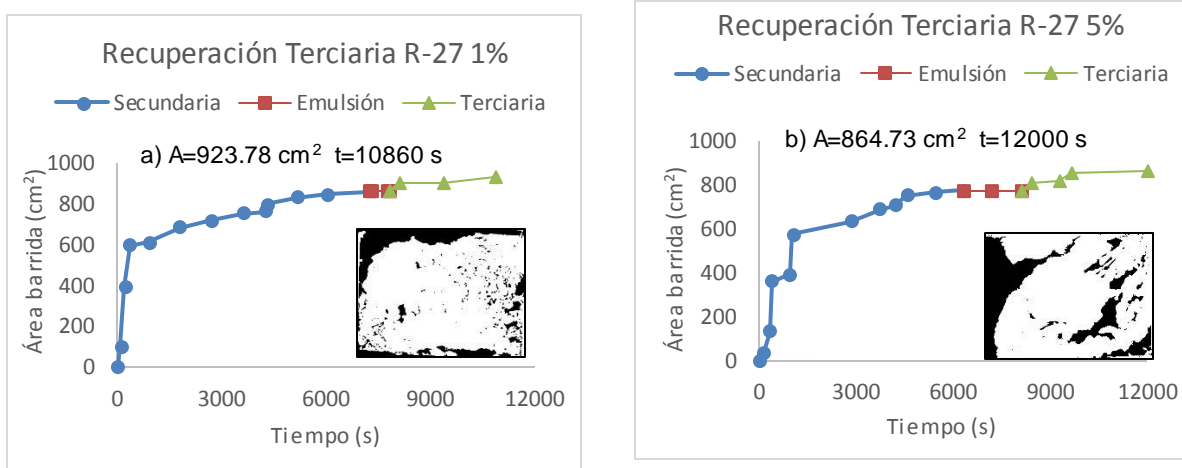
**Figura 38.** Patrón de desplazamiento en la recuperación de petróleo por la inyección de la emulsión R-27 al 1 % a una velocidad de 3 mL/min.

La Figura 39 reporta el área barrida en función del tiempo, distinguiéndose tres zonas, la primera, designada como etapa secundaria la cual comprende desde el inicio de la inyección a un  $t=0$  hasta  $t=7200$  s. La segunda, denominada emulsión, que es el tiempo comprendido entre  $7200 > t < 7800$  s, periodo en que se detiene la inyección del agua y se inyecta la emulsión. La última etapa consiste en la reanudación de inyección de agua para arrastrar el petróleo remanente atrapado en la celda hasta el tiempo  $t=10860$  segundos, tiempo en que finalizó la prueba.



**Figura 39.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con R-27 al 1% a una velocidad de 3 mL/min.

Por otra parte, la Figura 40 muestra el comparativo del área barrida en función del tiempo de las pruebas con emulsión R-27 diluidas al 1% a) y 5% b), donde los fenómenos ocurridos se presentan de forma similar. Sin embargo, los resultados de los análisis de imágenes muestran que a una dilución de 1% se obtiene un área desplazada de 923.78 cm<sup>2</sup> en un tiempo de 10860 s, en comparación a la dilución de 5% que es de 864.73cm<sup>2</sup> a un tiempo de 12000 s. Otra importante observación es que la imagen dentro de las gráficas muestran un barrido irregular, donde el área barrida a la dilución de 1% presento menos zonas de petróleo atrapado.



**Figura 40.** Finalización de la etapa de recuperación terciaria a velocidad de 3 mL/min de la emulsión E-29 diluidas a) 1% y 5% b).

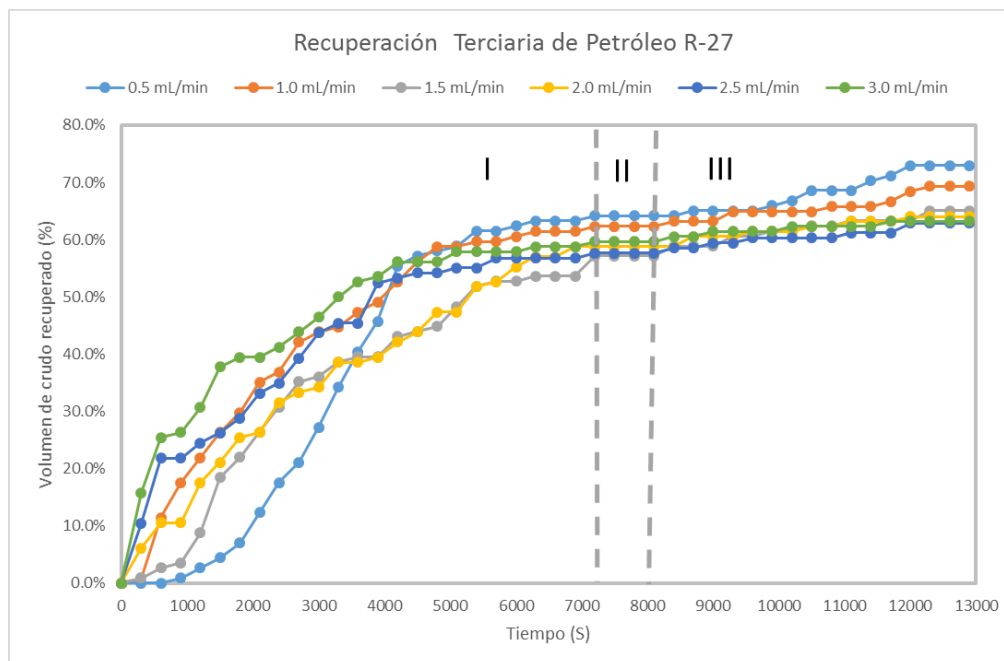


En la Tabla 10 se reportan los resultados del porcentaje adicional de petróleo, así como la cantidad de mililitros recuperados en la etapa secundaria y terciaria para las diferentes velocidades de desplazamiento. Los resultados muestran nuevamente que los valores obtenidos van del 9% al 24% los cuales caen dentro del rango reportado en la literatura.

**Tabla 10.** Volúmenes recuperado de petróleo empleando la emulsión R-27 diluida al 1%.

Velocidad de inyección (mL/min)	Volumen inicial del petróleo (mL)	Recuperación secundaria (mL)	Volumen del crudo recuperado por emulsión (mL)	Recuperación adicional de petróleo (%)
0.5	11.4	7.3	1.0	24%
1	11.4	7.1	0.8	19%
1.5	11.4	6.5	0.9	18%
2	11.4	6.7	0.6	13%
2.5	11.4	6.6	0.6	13%
3	11.4	6.8	0.4	9%

Para finalizar esta sección, en la Figura 41 se reportan los mejores resultados de las pruebas de recuperación mejorada empleando la emulsión R-27, en la cual se puede observar la relación que existe entre la velocidad de desplazamiento y el volumen recuperado en función del tiempo. En esta figura están presentes las tres zonas del proceso de recuperación, la etapa de recuperación secundaria (zona 1), donde podemos observar que a velocidades altas de inyección de agua la recuperación de crudo comienza en un menor tiempo. Sin embargo, conforme transcurre el tiempo al final de esta etapa, se observa que a velocidades bajas de inyección de agua el proceso resulta más eficiente. La zona II corresponde a la inyección y reposo de la emulsión, la cual se caracteriza por una línea recta en el proceso, representando el tiempo que se dejó en contacto con el petróleo. Por último, la zona III representa la cantidad de crudo remante dentro de la celda que se logró recuperar por la acción de la emulsión, originado cambios en la mojabilidad e influyendo en la disminución de las fuerzas capilares.



**Figura 41.** Proceso de desplazamiento mejorado de petróleo en ausencia y presencia de emulsión R-27 al 1%.

### 3.8 Comparativo de los volúmenes recuperados.

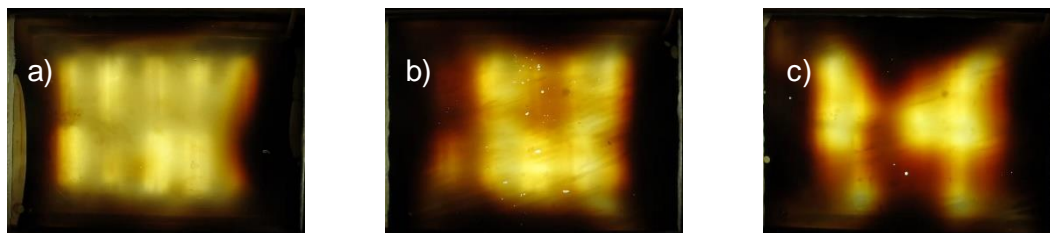
En las Tablas 8, 9 y 10 se muestran los volúmenes de crudos recuperados de las pruebas realizadas. Los resultados obtenidos permitieron comparar cuantitativamente los efectos del desplazamiento en presencia de las emulsiones E-18, E-29 y R-27 diluidas al 1% en las pruebas de imbibición, así como en el incremento en la recuperación de petróleo en las celdas Hele-Shaw, lográndose porcentajes en la etapa de recuperación terciaria hasta de un 22%, 21%, y 24% respectivamente. Mientras que a una dilución del 5% los mejores porcentajes de recuperación reportados en el Anexo II fueron de 19%, 18% y 20%.

La mayor recuperación en ambos casos se logra a bajas velocidades de inyección del fluido desplazante, lo que favorece que la emulsión interactúe por más tiempo y de manera más eficiente con la superficie y el petróleo residual, modificando la mojabilidad de la superficie de ser preferente mojada por petróleo a una preferente por agua.

### 3.9 Recuperación de petróleo en celdas de acrílico

Como se mencionó anteriormente, se empleó acrílico como material alternativo para las pruebas de imbibición, debido a sus propiedades físicas, las cuales son diferentes, entre ellas, la transparencia y la cristalinidad son mayores a las del vidrio. Con estas propiedades es posible observar el movimiento de los fluidos dentro del medio capilar (celdas Hele-Shaw), permitiendo visualizar los aspectos reproducibles del proceso de desplazamiento para poder analizar la repetibilidad.

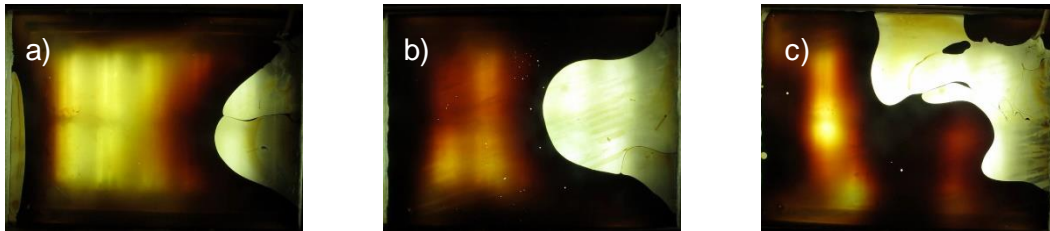
En la Figura 42 se presentan tres imágenes de celdas de acrílico saturadas, se observa que la distribución del crudo dentro de la celda no es uniforme, quedando atrapado la mayor cantidad de petróleo en la periferia de la celda, Figura 41b) y Figura 41c). Por otra parte, en la Figura 41a) se detectó la presencia de burbujas de aire dentro de la celda posteriores al proceso de drenado localizadas sobre el eje de las ordenadas.



**Figura 42.** Celdas Hele-Shaw de acrílico saturadas con crudo ligero.

Aunque el procedimiento de saturación y drenado utilizado para estas pruebas fue el mismo que para las celdas de vidrio, se observa que la distribución no fue homogénea y afectó directamente el proceso de imbibición y sus resultados.

La Figura 43 presenta imágenes del proceso de imbibición a velocidad de flujo desplazante de 0.5 mL/min, donde se puede apreciar que las Figuras 42a) y 42b) presentaron un patrón de desplazamiento similar partiendo del eje de las ordenadas hacia el centro de la celda en forma de campana, mientras que para la Figura 42c) el patrón fue amorfo y en ambos casos el barrido del crudo tuvo orientación al pozo productor.

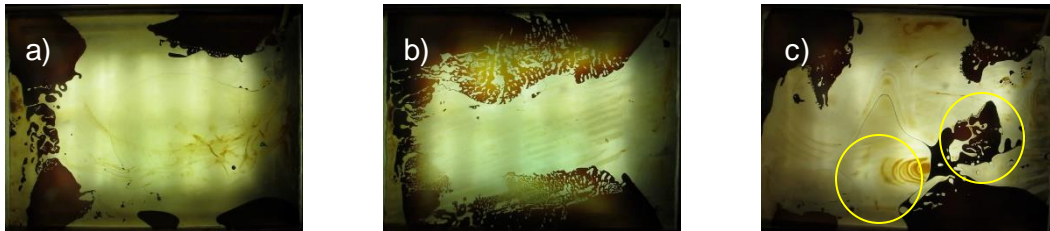


**Figura 43.** Proceso de imbibición en ausencia de emulsión a velocidad de flujo de 0.5 mL/min.

Es importante resaltar que las pruebas se realizaron por triplicado, manteniendo las condiciones de trabajo constantes, además, se consideraron factores que pudieron afectar la repetibilidad tales como:

- Al término de cada prueba la celda fue desarmada, lavada y vuelta a armar procurando colocar las láminas de acrílico en la misma posición, para asegurar que el medio capilar reconstruido sea prácticamente el mismo.
- Se saturó la celda con la misma cantidad de crudo y por el mismo pozo.
- Se controlaron variables de temperatura y presión para evitar gradientes que pudieran generar desplazamientos forzados o inducidos.

En la Figura 44 se puede observar el final del proceso de imbibición inducido por agua a una velocidad de desplazamiento de 0.5 mL/min, en la Figura 44a) y 44b) se aprecia un barrido de la zona central de la celda y crudo remanente en las periferias, por otra parte, la Figura 43c) presentó un desplazamiento amorfo así como zonas de agua estancada y fragmentos residuales en la parte central, señalados mediante las circunferencias en la imagen, estos fragmentos residuales pueden cambiar su perímetro pero no su área, debido a que solo se produce un re-acomodo de los fragmentos de petróleo.



**Figura 44.** Final del proceso de imbibición inducido por agua a velocidad de 0.5 mL/min.

Tras finalizar las pruebas de recuperación secundaria se observó que las celdas de acrílico se arquearon dejando un espacio en la parte central de la celda, mostrado en la Figura 45, esto se debió a factores como el espesor de la lámina, la temperatura emitida por el sistema de iluminación para la captura de imágenes y la presión de operación de la bomba.



**Figura 45.** Celda de acrílico Hele-Shaw con arqueamiento en la zona central.

Es por ello que se propusieron modificaciones al momento de iniciar el proceso de imbibición, una de ellas fue el empleo de soleras en forma de prensa, mostradas en la Figura 46. Sin embargo, tras finalizar las pruebas de recuperación secundaria nuevamente se presentó la deformación antes mencionada.



**Figura 46.** *Modificación a la celda Hele-Shaw (uso de soleras).*

Con base en estas consideraciones, los resultados que se obtuvieron hasta esta etapa del proceso con las celdas Hele-Shaw de acrílico, los fenómenos de imbibición formados no son confiables debido a que se desconoce en qué momento la deformación de la lámina se origina. No obstante, se propone como alternativa de mejora, emplear una lámina de acrílico de mayor espesor y/o adicionalmente modificar la cámara de captura de imágenes, con lo cual se pueda mantener una temperatura constante, evitando así, la deformación en este material.



---

## CONCLUSIONES

La inyección de emulsiones tipo Winsor 1 E-18, E-29 y R-27, lograron modificar la mojabilidad del vidrio y los patrones de flujo establecidos previamente por la presencia del agua, debido a enlaces de carácter electrostáticos que forman sitios hidrófobos sobre la superficie alterando los caminos preferenciales, permitiendo desplazar zonas no barridas e incrementando la recuperación del hidrocarburo en valores cercanos al 20%.

Al realizar las pruebas de imbibición en vidrio satinado, el primer experimento de una celda virgen (Primera prueba) se observó un desplazamiento más lento que en los subsiguientes, a pesar que se sometieron a las mismas condiciones de operación. También se observó una mayor cantidad de caminos preferenciales alargados en la dirección del desplazamiento en comparación con el duplicado cuyo desplazamiento difirió del primero.

La aparición de fingers o caminos preferenciales pronunciados en las celdas Hele-Shaw está relacionado con la rapidez de desplazamiento y su aparición acelera el proceso de imbibición.

Los resultados de desplazamiento de área en conjunto con los porcentajes adicionales de crudo, muestran que uso de las emulsiones Winsor 1 a la dilución de 1% resultaron más eficientes que al 5%.

El uso de la emulsión E-18 para la recuperación mejorada de petróleo presentó porcentajes adicionales entre 10% y 22%.

El uso de la emulsión E-29 para la recuperación mejorada de petróleo presentó porcentajes adicionales entre 13% y 21%.

El uso de la emulsión R-27 para la recuperación mejorada de petróleo presentó porcentajes adicionales entre 9% y 24%.

Al realizar un comparativo de las emulsiones en función del volumen recuperado de petróleo y área desplazada se encuentra que la emulsión E-29 es más eficiente que las emulsiones E-18 y R-27, sin embargo, esto no implica que dichas emulsiones no contribuyan en el proceso de recuperación de hidrocarburo.



---

Las pruebas de desplazamiento realizadas con acrílico resultaron no ser representativas para el fenómeno de imbibición, debido a que estas presentaron una arqueamiento en su forma. Por esta razón no se procedió a realizar las pruebas de recuperación terciaria.



---

## REFERENCIAS

- Abdallah Wael & Buckley Jill S., (2007). Fundamentals of wettability Edmonton. 19(2), 44–6.
- Alvarado, V. & Manrique, E. (2010). Enhanced Oil Recovery: An Update Review. *Energies*, 3(9), 1529–1575.
- BP. (2014). BP Statistical Review of world energy.  
<http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BPstatistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf>
- Benner F.C. & Bartell F. E., (1941). Drill, and Prod. Prac., API(1941) 341.
- Buckley J.S., (1998). Wetting alteration of solid surface by crude oils and their asphaltenes. *Oil & Gas Science and Thechnology*. 53 (3), 303-312.
- Burcldey J.S., Liu. Y., Monsterleet S., (1998). Mechanisms of Weatting Alteration by Crude Oils. *SPE Journal* 3 (1), 54–61.
- Burger W., Huber P., Meschkov P., Goussevt S.V., Mazajev V.V., Koval J.G., (1997). Process for the extraction of crude oil. Munich, Germany, Patent No. 5,630,474, Appl. No. 533, 239.
- CNH., (2010). Factores de Recuperación de Aceite y Gas en México. (1) 116.
- CNH. (2012). El Futuro de la Producción de Aceite en México. Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR. México, Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- Cobos S., Carvalho M.S., Alvarado V., (2009). Flow of oil-water emulsions through a constricted capillary, *International Journal of Multiphase Flow*, 35(06), 507-515 .
- Cortazar L.M., Melendez P.R., Hernández D.M., (2008). Energy consumption and size distribution in the grinding of cinnamon (*Cinnamomum zeylanicum*) and black pepper (*Piper nigrum* L) *Revista Mexicana de Ingenieria Química*, 7 (2) , 123-130.



- Covantes, H., (1988). El Petróleo. México. PEMEX. Edición Conmemorativa., 1–175.
- Dixit A.B., McDougall S.R., Sorbie K.S., & Buckley J.S., (1999). Pore-Scale Modeling of Wettability Effects and Their Influence on Oil Recovery. SPE Reservoir Eval. & Eng., 2(1), 25-36.
- Else B.J. & Arne G., (2007). Systematic investigation of waterflood reducing residual oil saturations by increasing differential pressures at various wettabilities. Society of Petroleum Engineers, 4(7), 1-5.
- Fernández X., Navarrete J., Sánchez G., Ontiveros J.A., Rodríguez F., E. Y. J. (2012). Prospectiva de Petróleo Crudo 2012-2026, México, 1–173.
- Fornés, A. (2000). Efecto de la temperatura en el fingering viscoso.
- Frank Jahn, M.C., Mark. G. (2008). Hydrocarbon Exploration and Production. Elsevier Science Ltd.
- Hayashi., (2001). Spontaneous Imbibition Processes in Hele-Shaw Cells. AIChE, 47(7), 1513-1523.
- Hayashi J., (1991). La imbibición como un Proceso de Desplazamiento de Fluidos en Medios Porosos. UNAM.
- Hayashi J.A., Soria A., (1995). Estudio Experimental del Flujo a Cocorriente y a Contracorriente en procesos de Imbibición Espontánea, Utilizando celdas Porosas Bidimensionales. Avances en Ingeniería Química. 5(3), 272–276.
- IMP. (2011). El Petróleo. <http://www.imp.mx/petroleo/>.
- Jeirani Z., Mohamed Jan B., Si Ali B., Noor I.M., See C.H., Saphanuchart W., (2012). Formulation, optimization and application of triglyceride microemulsion in enhanced oil recovery. Industrial Crops and Products. 43, 6-14.



- Lakatos I., Tóth J., Lakatos-szabó J., Kosztin B., Palásthy G.Y., Wóltje H., (2002). Application of silicone microemulsion for restriction of water production in gas wells. Society of Petroleum Engineers, SPE 78307, 1-12.
- Liu Y., Buckley J.S., (1997). Evolution of wetting alteration by adsorption from crude oil. SPE Formation Evaluation. 1, 5-11.
- Magee, J. S. (1993). Fluid catalytic cracking. Science and technology. Elsevier Amsterdam, The Netherlands.
- Maiquiza Palate Klever Orlando. (2008). Estudio de Recuperación Mejorada de Petróleo por Inyección de Agua Caliente en un Yacimiento de Crudos Pesados de un Campo del Oriente Ecuatoriano. Escuela Politécnica Nacional, Ecuador Quito.
- McAuliffe C.D., (1973). Crude-Oil-in-Water Emulsions To Improve Fluid Flow in an Oil Reservoir. SPE-AIME, Journal Of Petroleum Technology, (SPE 4370), 721-726.
- OilFlow, S. (2013)., Desbloqueando el petróleo pesado. <http://www.oilflosolutions.com/>.
- Orgaz, F., Jiménez I. (1978). El proceso del mateado del vidrio. Jornadas científicas sobre cerámica y vidrio. Universidad de Sevilla. 21 (3), 163-173.
- Paris, M. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2ª Ed., 11–25. Maracaibo, Venezuela.
- Paruta E.A., Sagler J.L., Shirley M., (2008). Influencia de la formulación y fracción de fase dispersada sobre susiedades reológicas y estabilidad. Universidad de los Andes, Mérida. 20-23.
- Ramachandran R., Walton K., S. H. (2004). Enhanced Oil Recovery.
- Ramírez Garnica, M. A. (1998). Estudio Experimental de la Imbibición Espontánea en Medios capilares. IPN.
- Rawya Selby., (1989). Potential of Non-thermal Methods for Heavy Oil Recovery. J. Can. Petrol. Technol, 28(4), 45–59.



- Salager J.L., Anton R, Andérez J.M., Aubry J.M., (2001). Formulation des microémulsions par la méthode du HLD. Techniques de l'Ingénieur J2. 157,1-20.
- Salager J.L., Fernandez A., (2005), Surfactantes Catiónicos y Otros. Cuaderno Firp S304-PP.
- Salager J.L., Fernandez A., (2005b), Recuperación mejorada de Petroleo. Cuaderno Firp S357-C.
- Santanna V.C., Curbelo F.D.S, Castro Dantas T.N., Dantas Neto A.A., Albuquerque H.S., Garnicia A.I.C. (2009). Microemulsion flooding for enhanced oil recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering, 66, 117-120.
- Santideco. (2014). Vidrio Mateado al Acido. <http://www.cristalyvidrio.com/productos/vidrio-mateado/>
- Sergio H., Lopera C., Paulo C., Aguirre G., Valencia A., (2004). Uso de la tomografía computarizada en el análisis de propiedades petrofísicas. Energética 31, 57-73.
- SENER., (2014). Reporte de reservas agregadas por activo y totales. Enero 2014, de Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).  
<http://www.cnh.gob.mx/portal/Default.aspx?id=5600>
- TIORCO., (2012). Resumen de Productos Tecnológicos.  
<http://esla.tiorco.com/tio/products/tior-koh.htm>.
- Turgay Ertekin, Jamal H. Abou-Kassem, G. R. K. (2001). Basic Applied Reservoir Simulation, Society of Petroleum Engineers. Texas USA.
- Vidrio (2013). Tema 5 Vidrio, <http://www6.uniovi.es/usr/fblanco/Tema5.VIDRIO.pdf>
- Vijapurapu, C.S., Dandina N.R., (2003). Effect of brine dilution and surfactant concentration on spreading and wettability. SPE international symposium on oilfield chemistry Houston, Texas.
- Winsor P.A., (1954). Solvent properties of amphiphilic compounds. London, Butterworth's Scientific Publications.

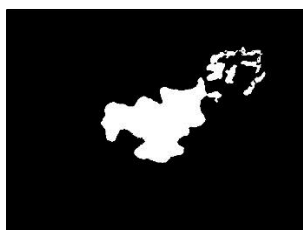


- Wu Y., Shuler P.J., Blanco M., Tang Y., Goddard W.A., (2006). A study of wetting behavior and surfactant EOR in carbonates with model compounds. SPE/DOE symposium on improved oil recovery. Tulsa, Oklahoma, USA.
- Zhou X., Morrow N.R., Shouxiang Ma. (2000). Interrelationship of Wettability, Initial Water Saturation, Aging Time, and Oil Recovery by Spontaneous Imbibition and Waterflooding. Society of Petroleum Engineers, 5(2), 199-207.
- Zaji. (1989a). Oil Recovery by Bacterial and Polymer Solutions in the Hele Shaw Model. In Developments in Petroleum Science. 99–112.
- Zaji. (1989b). Oil Displacement in the Hele-Shaw Model Using Microbes and Synthetic Surfactants. In Developments in Petroleum Science. 165–180.
- Zavala, S. E. (2012). El método de Newton Rapshon en la recuperación Mejorada del Petróleo. Tesis Doctoral. UNAM.
- Zdziennicka A., Szymczyk K., Janczuk B., (2009). Correlation between surface free energy of quartz and its wettability by aqueous solutions of nonionic, anionic and cationic surfactants. Journal of Colloid and Interface Science, 340(2), 243–248.
- Zepeda, J. C., Rangel, E. R., Estrada, H., & Dominguez, C. G. (2012). Comisión Nacional de Hidrocarburos. Secretaria de Energia, Comisión Nacional de Hidrocarburos, México.
- Zitha, P., Felder, R., Zornes, D., Brown, K., & Mohanty, K. (2008). Increasing Hydrocarbon Recovery Factors. The Society of Petroleum, 1–9.

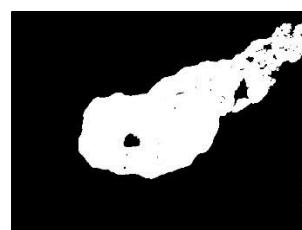
## ANEXO I



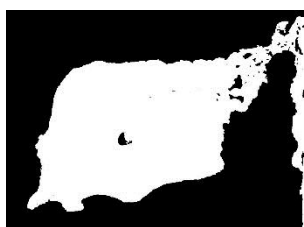
A=61.68 cm<sup>2</sup> t=1500 s



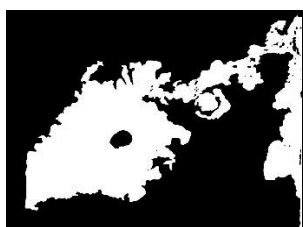
A=99.79 cm<sup>2</sup> t=1800 s



A=274.2 cm<sup>2</sup> t=2400 s



A= 470.74 cm<sup>2</sup> t=3150 s



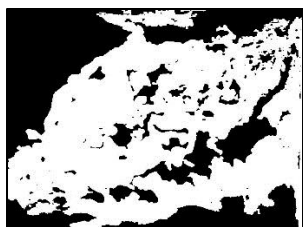
A= 363.51 cm<sup>2</sup> t=3600 s



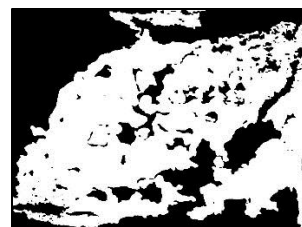
A= 446.7 cm<sup>2</sup> t=4350 s



A= 650.83 cm<sup>2</sup> t=5550 s



A= 690.98 cm<sup>2</sup> t=6150 s



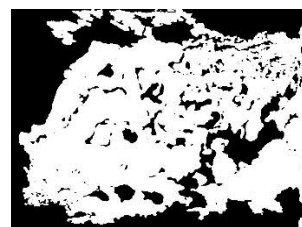
A= 675.29 cm<sup>2</sup> t=6900 s



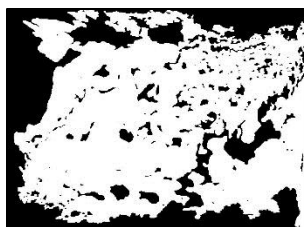
A= 699.79 cm<sup>2</sup> t=7950 s



A= 733.29 cm<sup>2</sup> t=8400 s



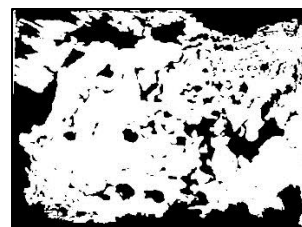
A= 705.54 cm<sup>2</sup> t=8550 s



A=758.81 cm<sup>2</sup> t=9660 s

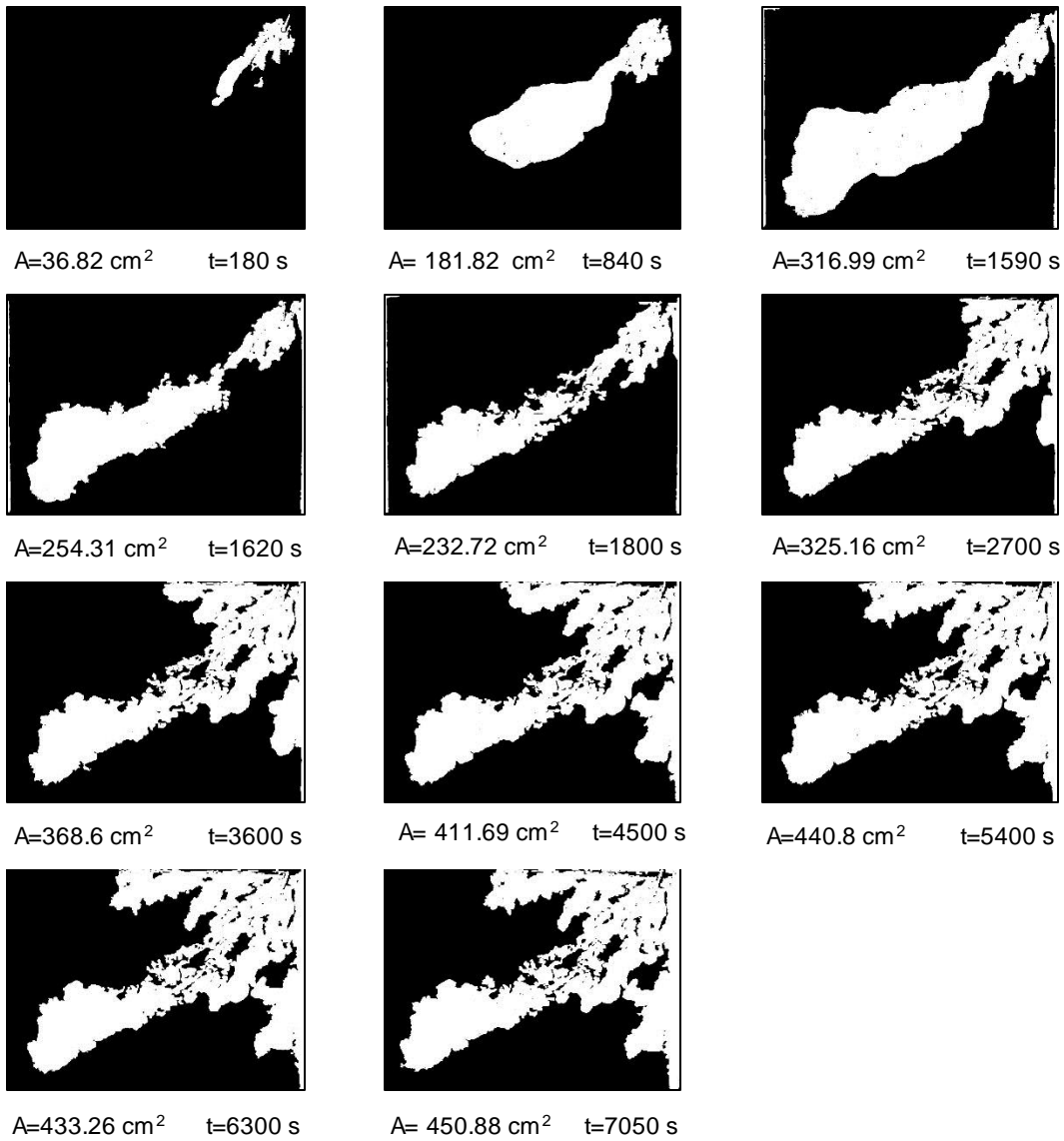


A= 764.36 cm<sup>2</sup> t=12000 s

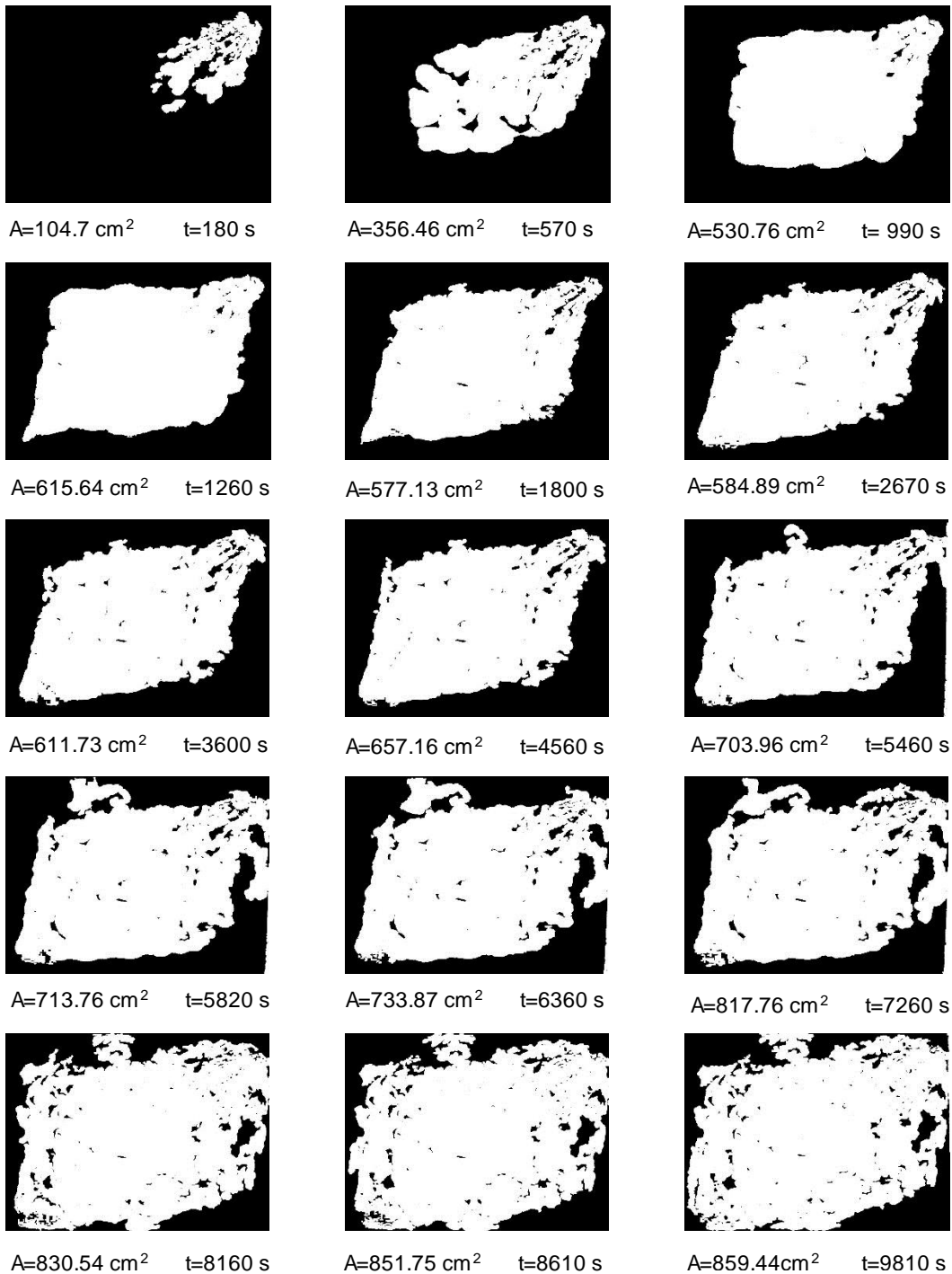


A=791.84 cm<sup>2</sup> t=12810 s

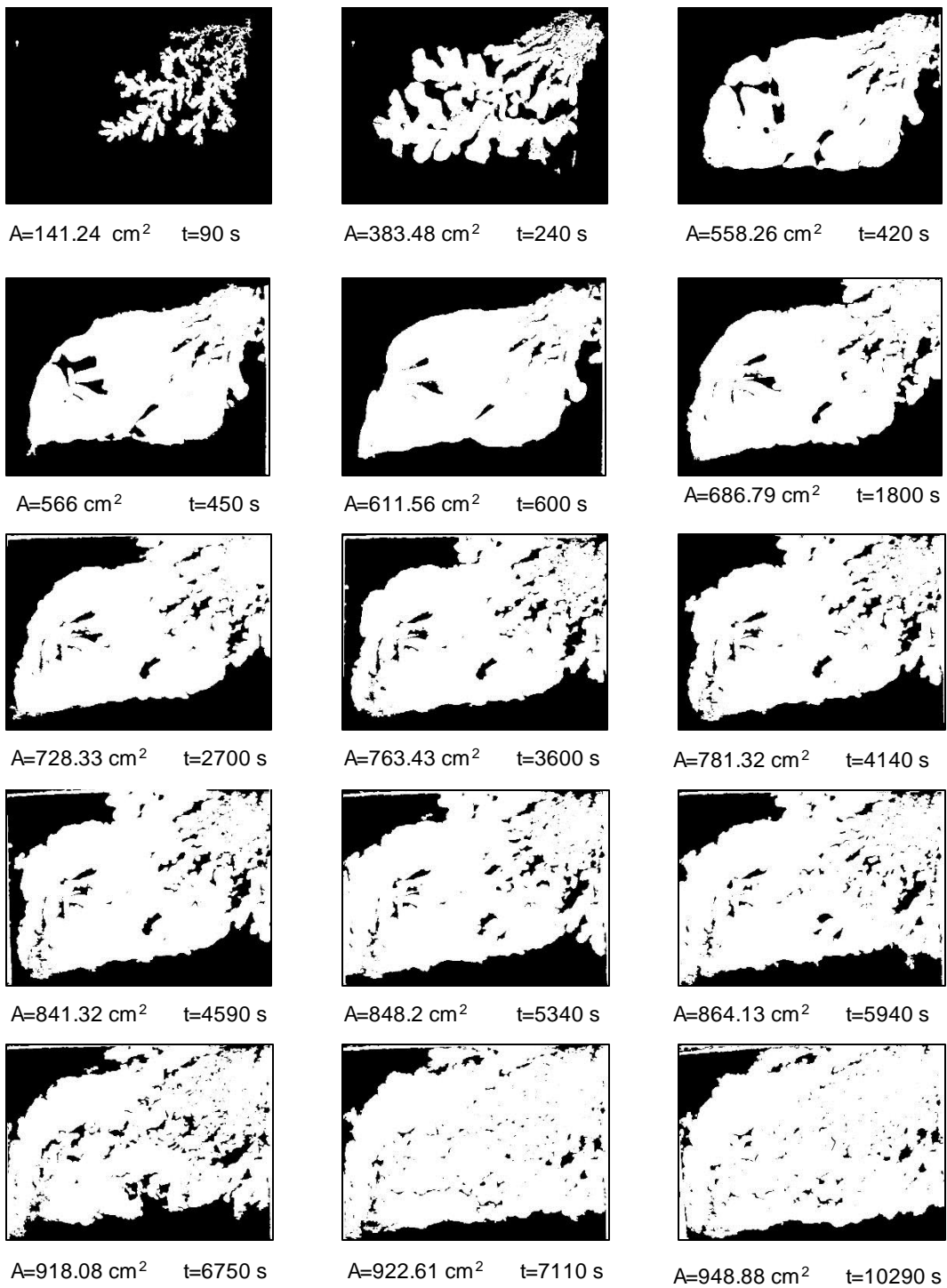
**Figura AI- 1.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-18 al 1% a una velocidad de 0.5 mL/min.



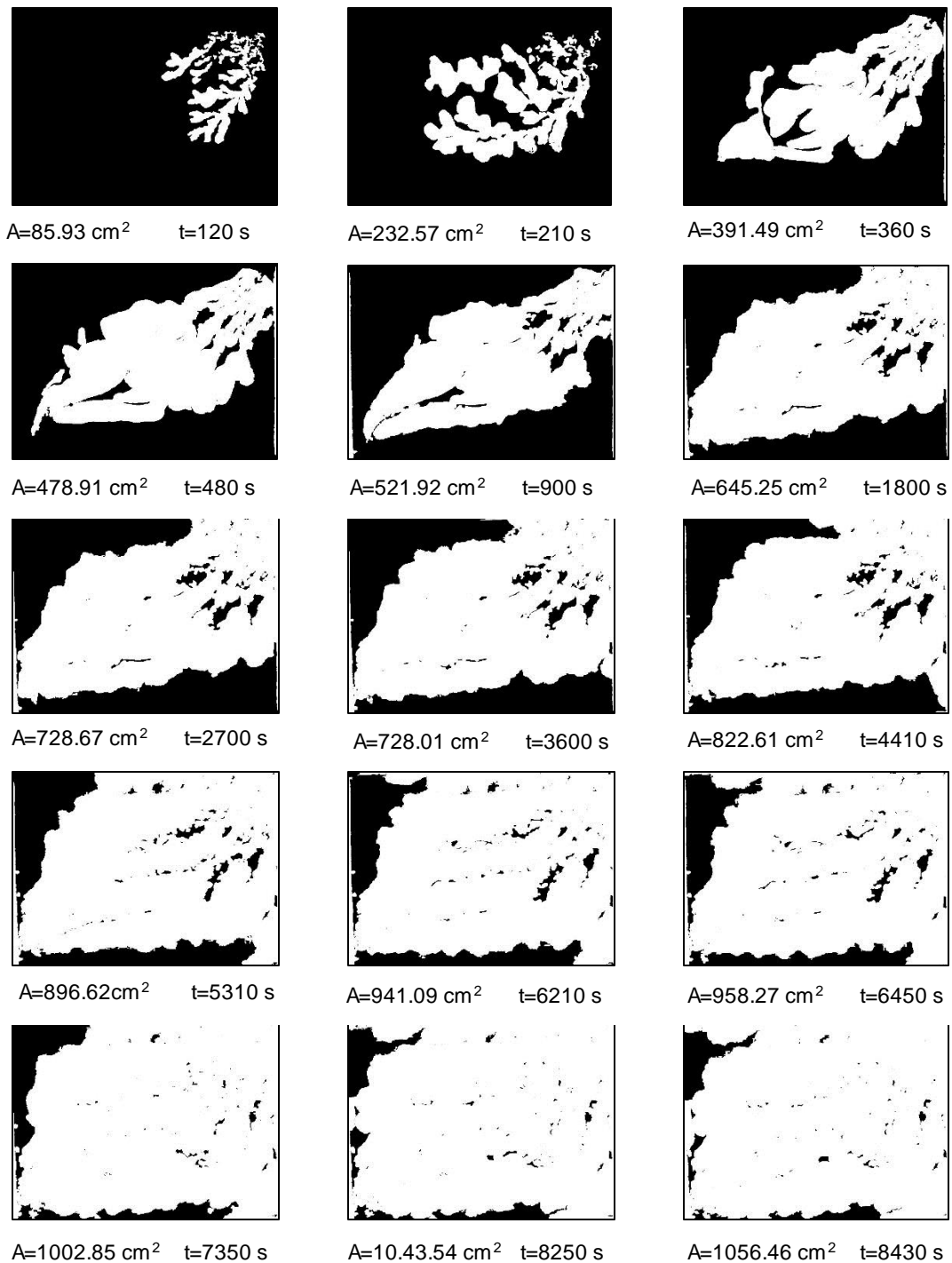
**Figura A1- 2.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-18 al 1% a una velocidad de 1.0 mL/min.



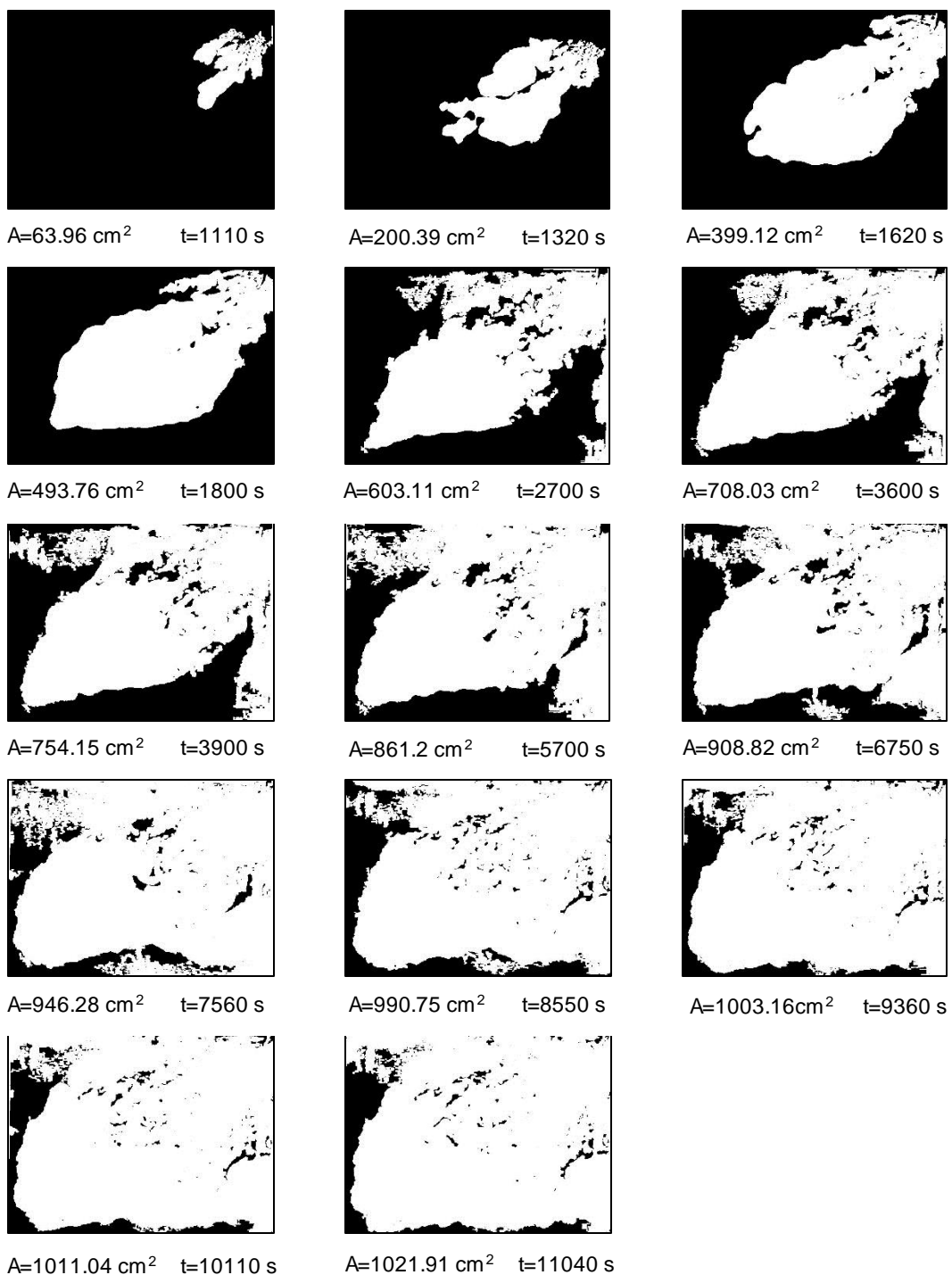
**Figura A1- 3.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-18 al 1% a una velocidad de 1.5 mL/min.



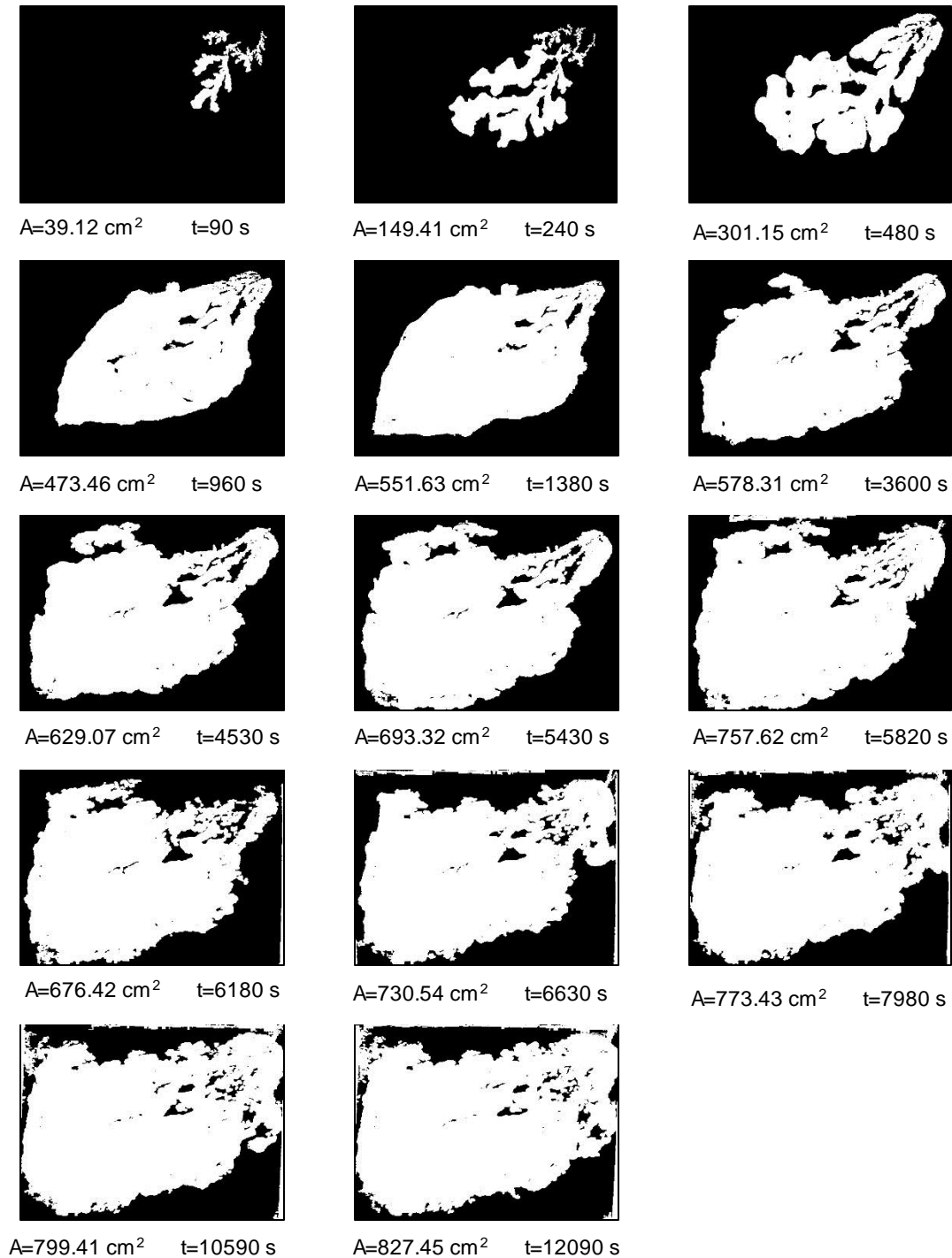
**Figura A1- 4.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-18 al 1% a una velocidad de 2.0 mL/min.



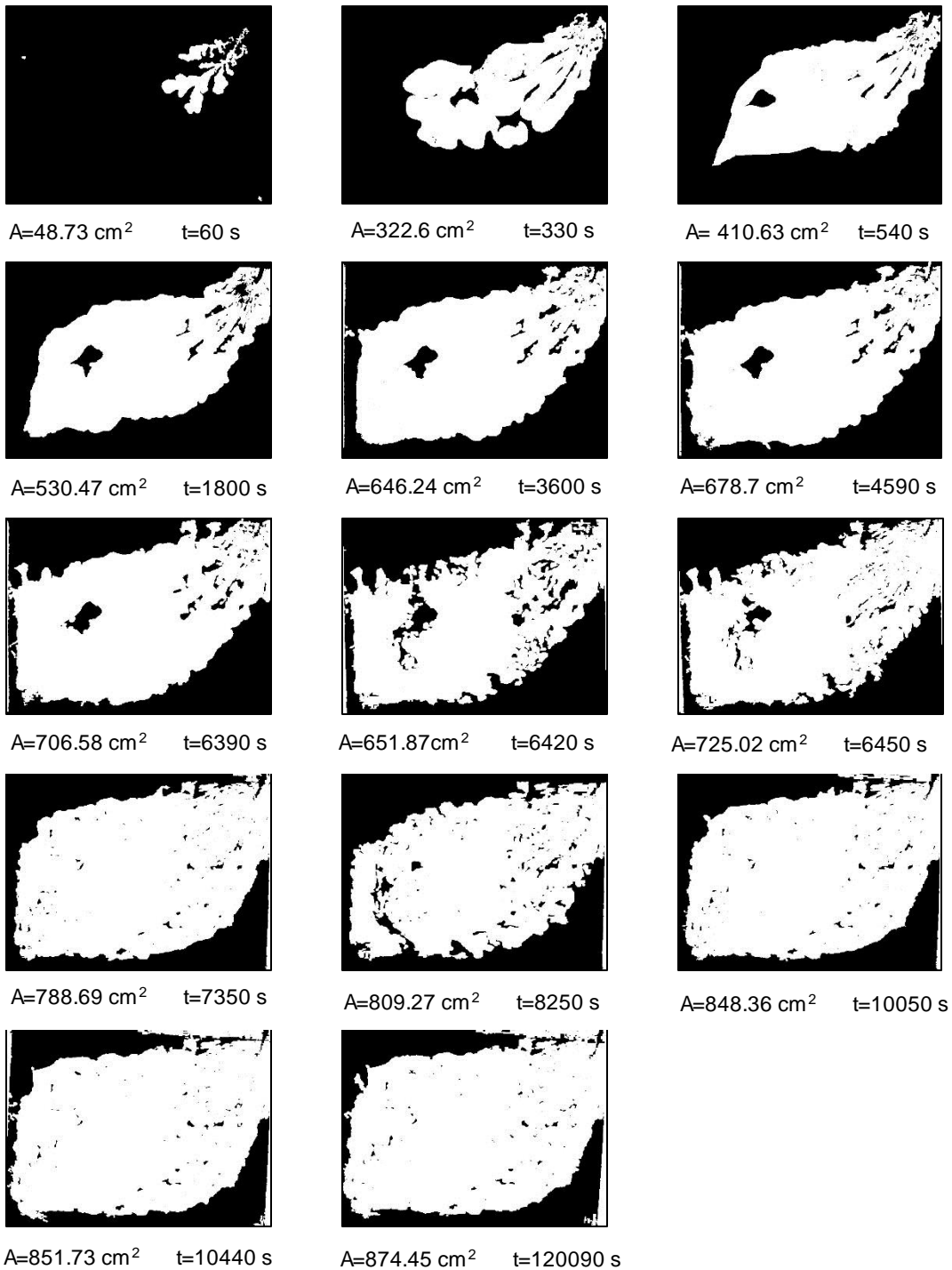
**Figura A1- 5.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-18 al 1% a una velocidad de 2.5 mL/min.



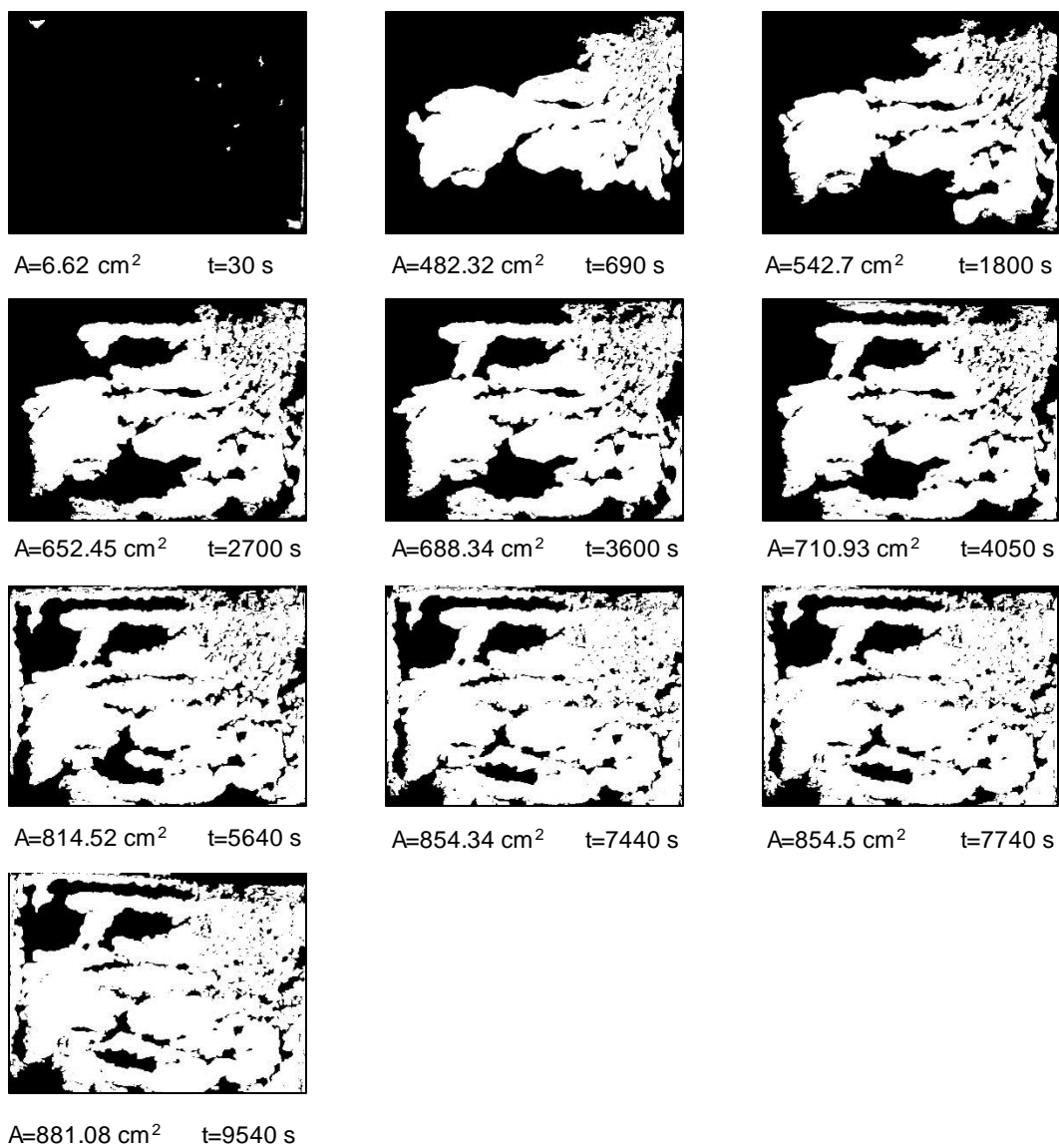
**Figura A1- 6.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-18 al 1% a una velocidad de 3.0 mL/min.



**Figura A1- 7.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-18 al 5% a una velocidad de 1.0 mL/min.



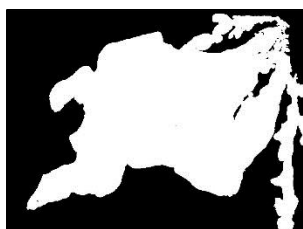
**Figura A1- 8.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-18 al 5% a una velocidad de 1.5 mL/min.



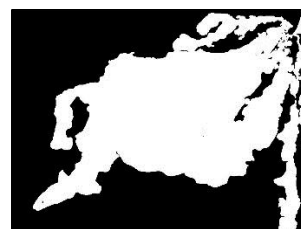
**Figura A1- 9.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-18 al 5% a una velocidad de 2.0 mL/min.



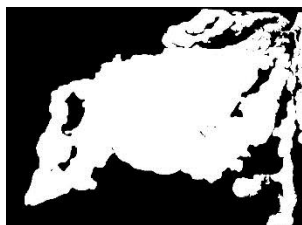
A=136.17 cm<sup>2</sup> t=210 s



A=567.69 cm<sup>2</sup> t=1230 s



A=531.74 cm<sup>2</sup> t=1800 s



A=561.49 cm<sup>2</sup> t=2250 s



A=647.83 cm<sup>2</sup> t=3600 s

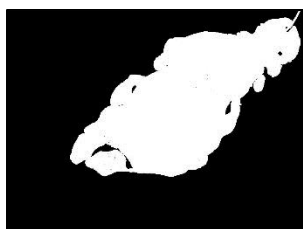


A=720.37 cm<sup>2</sup> t=4530 s

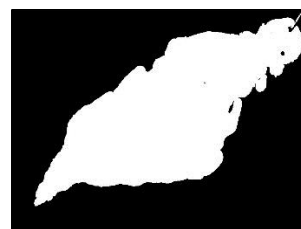
**Figura A1- 10.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-18 al 5% a una velocidad de 2.5 mL/min.



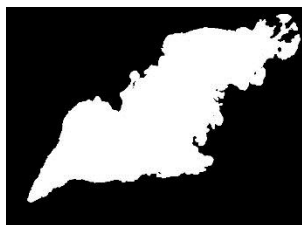
A=110.31 cm<sup>2</sup> t=840 s



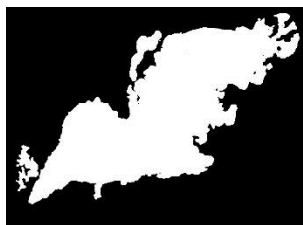
A=333.46 cm<sup>2</sup> t=1200 s



A=416.33 cm<sup>2</sup> t=1410 s



A=365.67 cm<sup>2</sup> t=1800 s



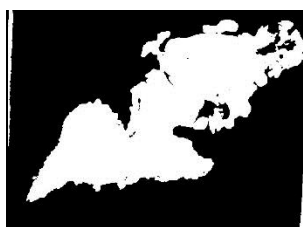
A=387.29 cm<sup>2</sup> t=2700 s



A=403.65 cm<sup>2</sup> t=3600 s



A=411.98 cm<sup>2</sup> t=4050 s



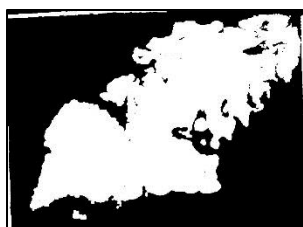
A=383.38 cm<sup>2</sup> t=5850 s



A=385.93 cm<sup>2</sup> t=7650 s



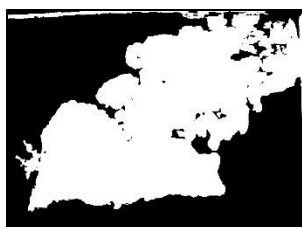
A=503.21 cm<sup>2</sup> t=8400 s



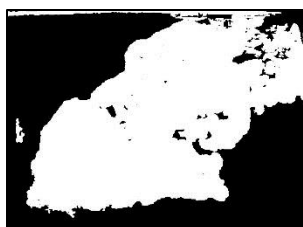
A=503.56 cm<sup>2</sup> t=9420 s



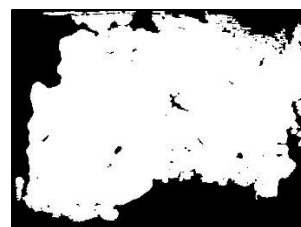
A=495.13 cm<sup>2</sup> t=11220 s



A=557.9 cm<sup>2</sup> t=11250 s

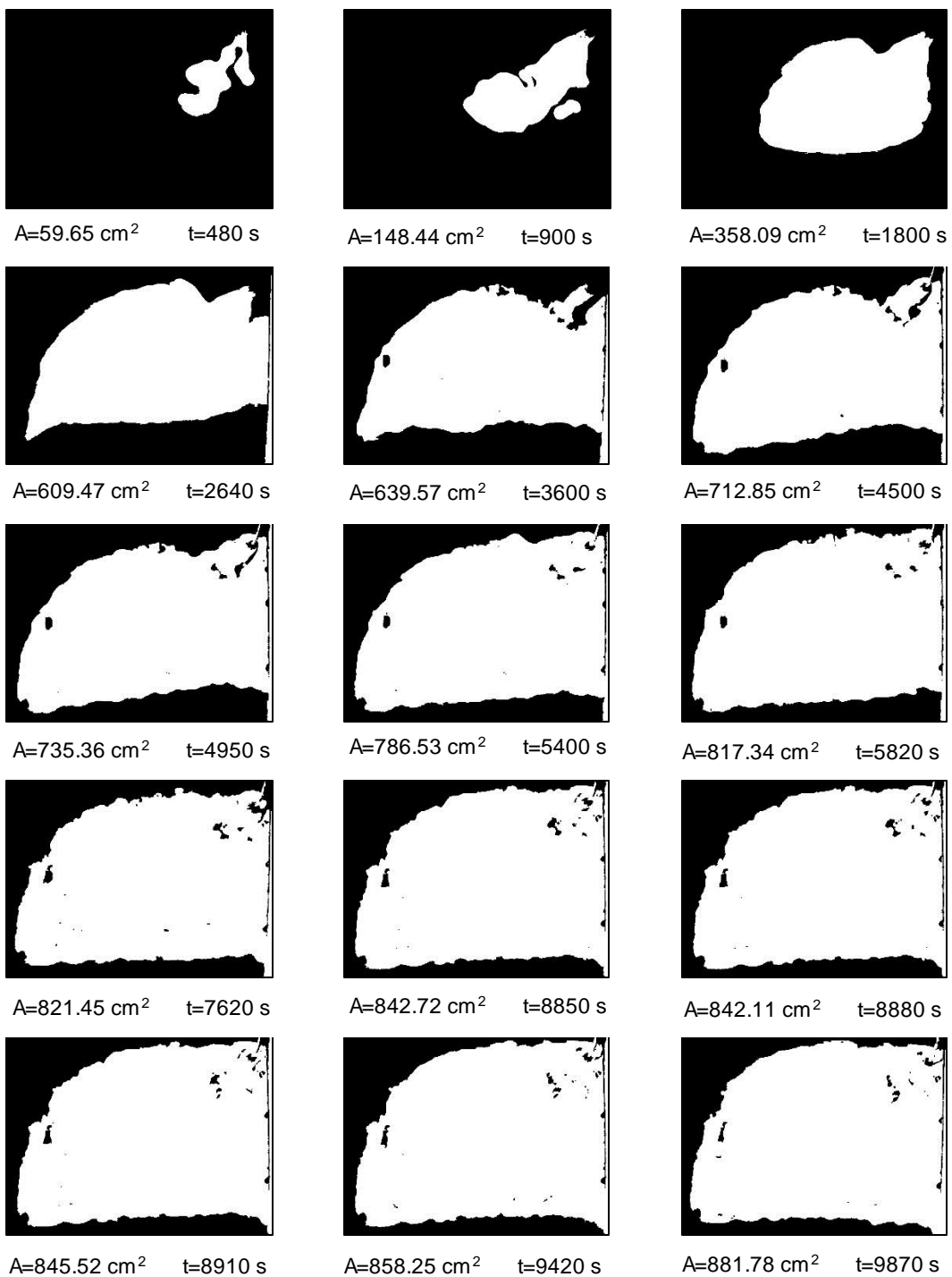


A=602.77 cm<sup>2</sup> t=11700 s

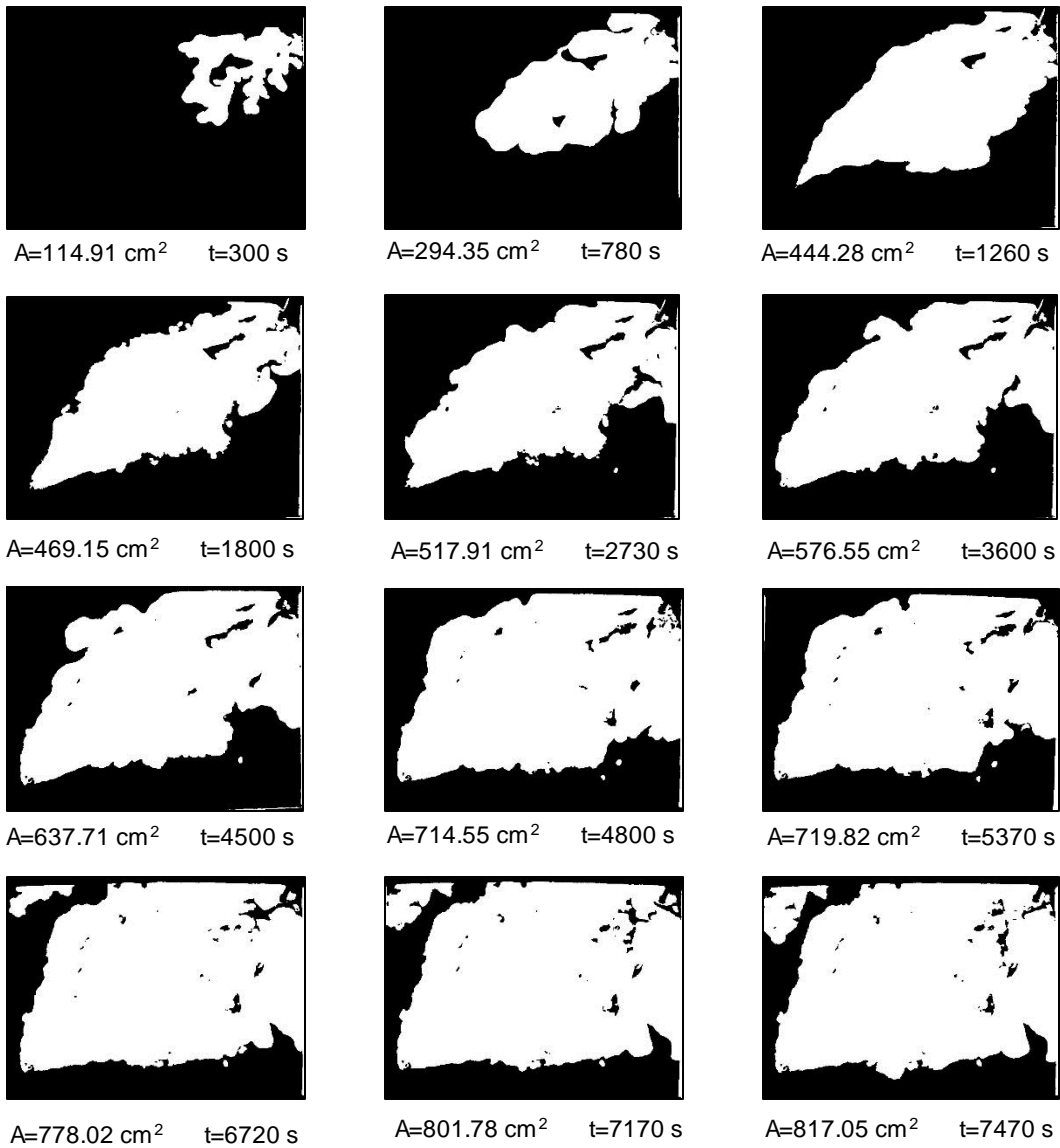


A=781.24 cm<sup>2</sup> t=11880 s

**Figura A1- 11.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-18 al 5% a una velocidad de 3.0 mL/min.



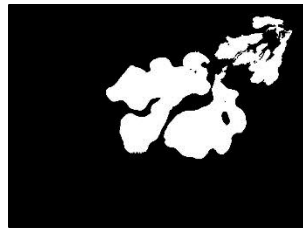
**Figura A1- 12.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-29 al 1% a una velocidad de 0.5 mL/min.



**Figura A1- 13.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-29 al 1% a una velocidad de 1.0 mL/min.



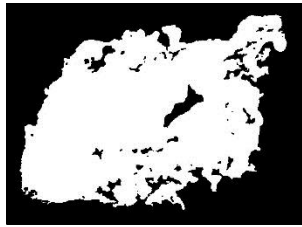
A=107.83cm<sup>2</sup> t=180 s



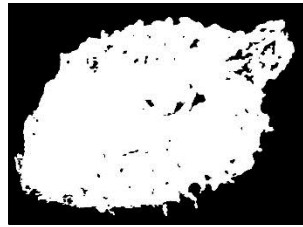
A=192.21 cm<sup>2</sup> t=300 s



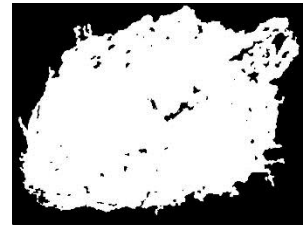
A=473.41 cm<sup>2</sup> t=1800 s



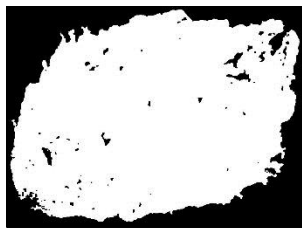
A=569.06 cm<sup>2</sup> t=2700 s



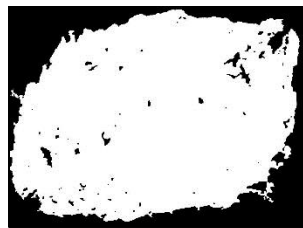
A=656.56 cm<sup>2</sup> t=3600 s



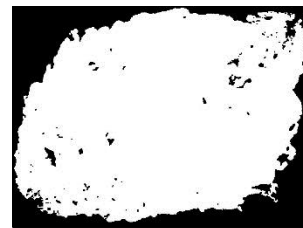
A=706.49 cm<sup>2</sup> t=4290 s



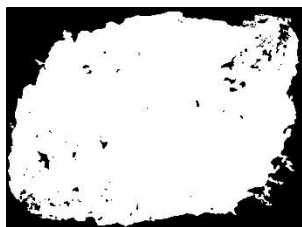
A=811.32 cm<sup>2</sup> t=6090 s



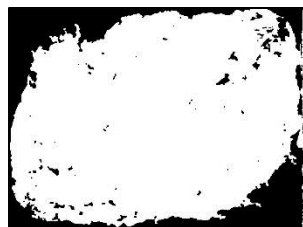
A=824.05 cm<sup>2</sup> t=6450 s



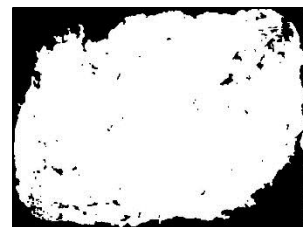
A=854.15 cm<sup>2</sup> t=6480 s



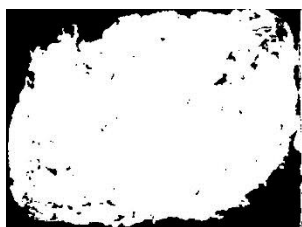
A=852.02 cm<sup>2</sup> t=6510 s



A=901.84 cm<sup>2</sup> t=8160 s



A=902.02 cm<sup>2</sup> t=8190 s



A=903.78 cm<sup>2</sup> t=8220 s

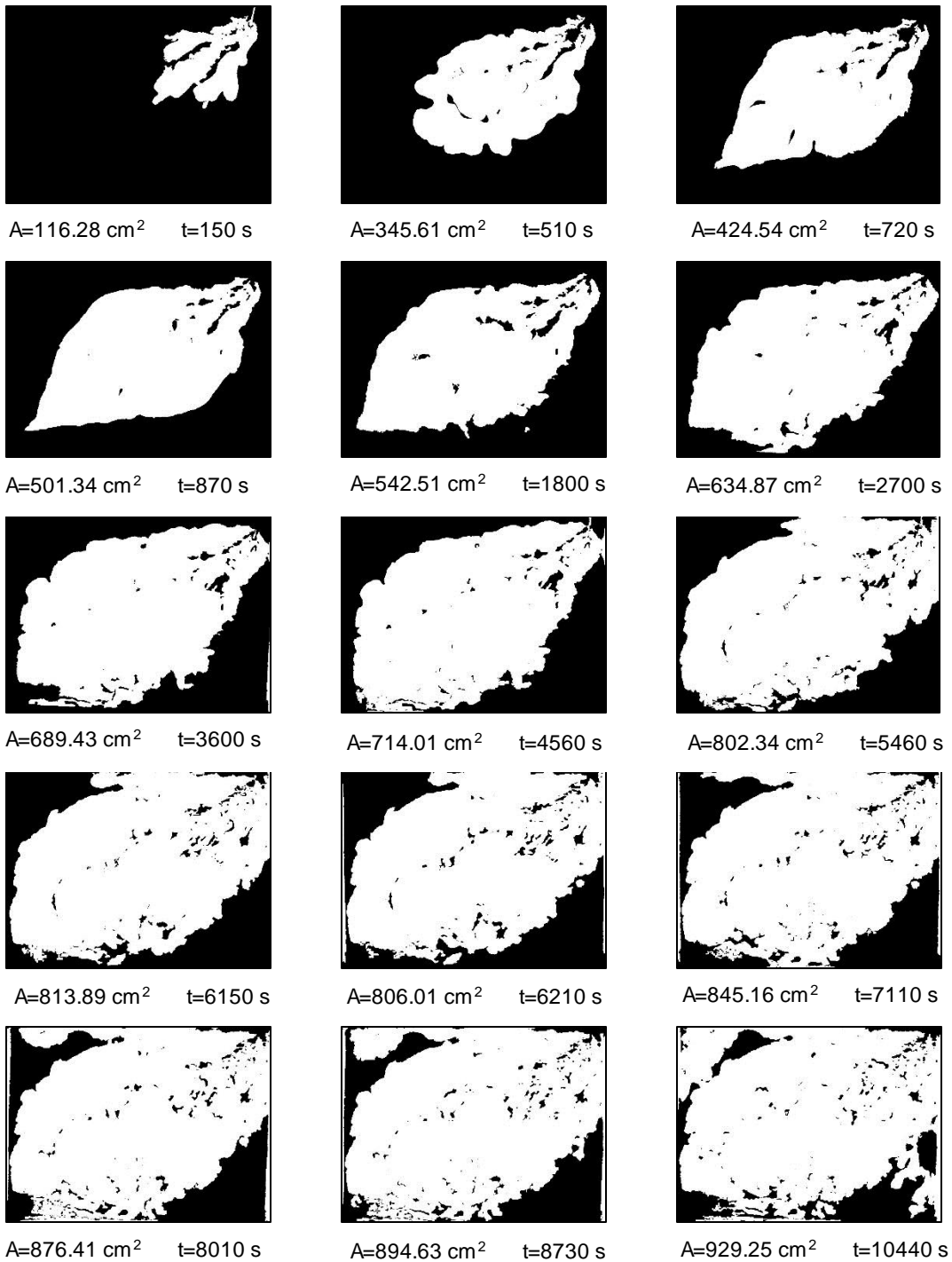


A=972.35 cm<sup>2</sup> t=10740 s

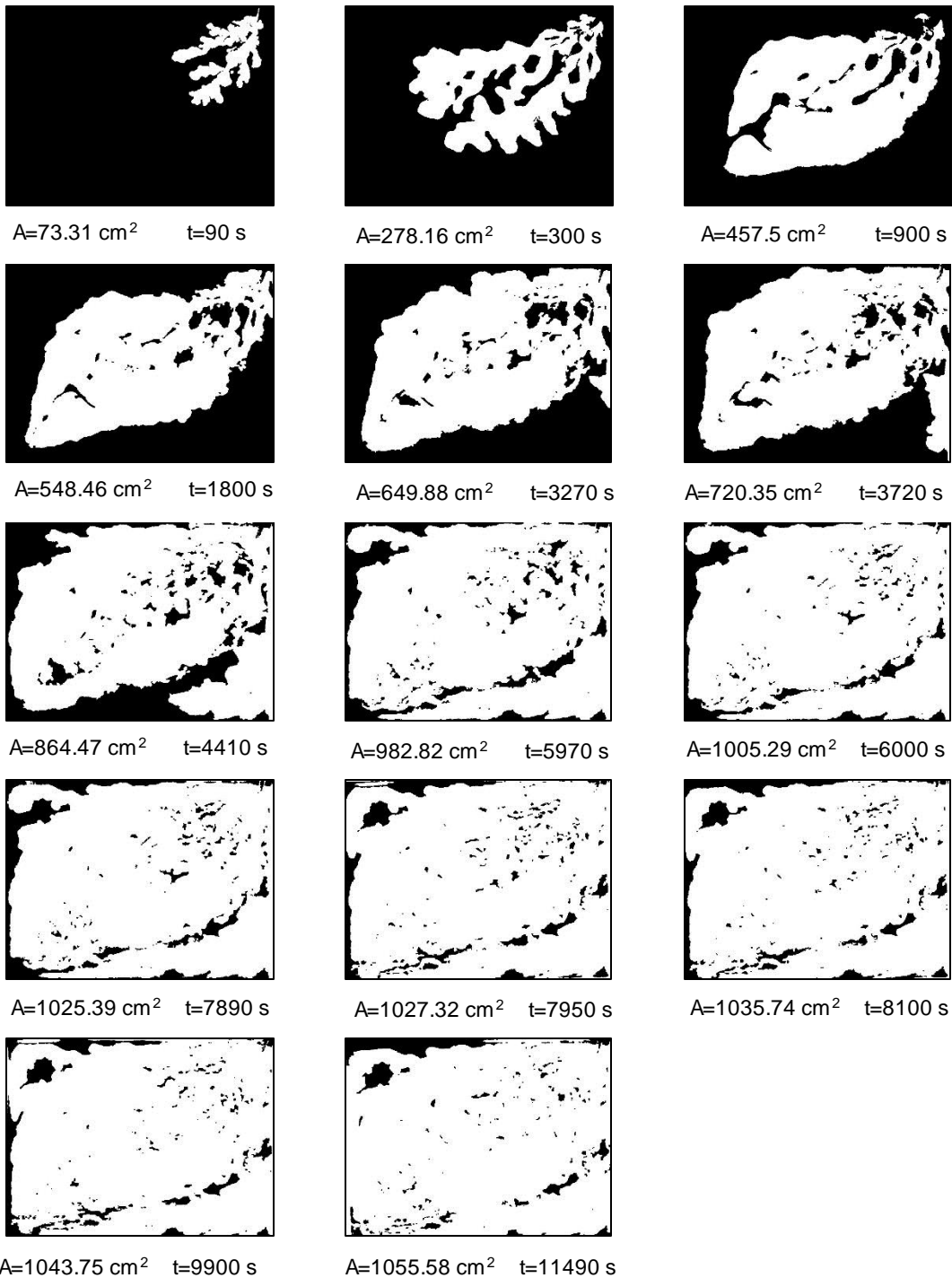


A=972.67 cm<sup>2</sup> t=10770 s

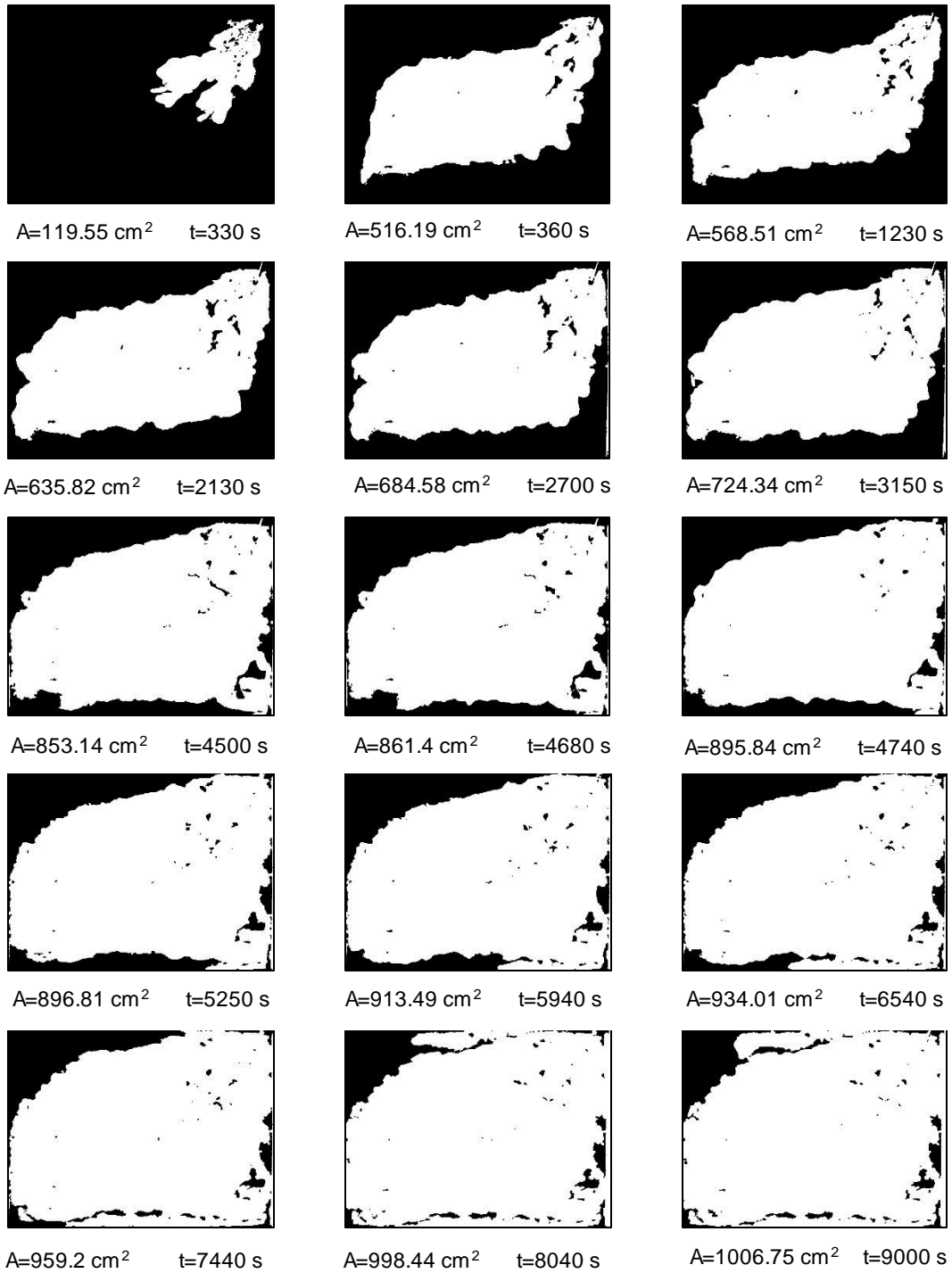
**Figura A1- 14.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-29 al 1% a una velocidad de 1.5 mL/min.



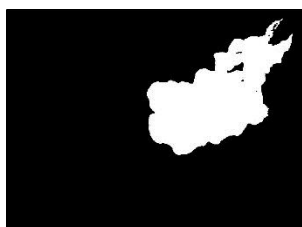
**Figura A1- 15.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-29 al 1% a una velocidad de 2.0 mL/min.



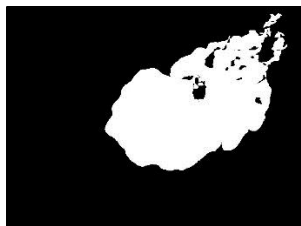
**Figura AI- 16.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-29 al 1% a una velocidad de 2.5 mL/min.



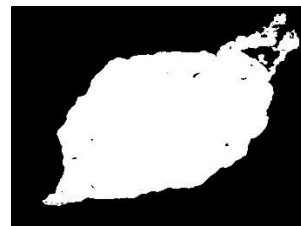
**Figura A1- 17.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-29 al 1% a una velocidad de 3.0 mL/min.



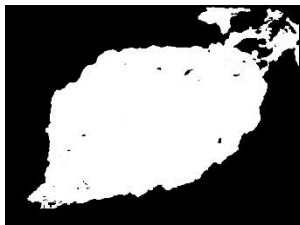
A=166.62 cm<sup>2</sup> t=360 s



A=263.05 cm<sup>2</sup> t=900 s



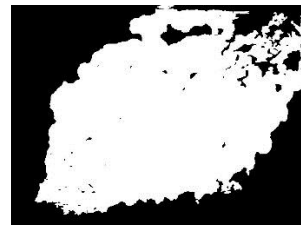
A=466.55 cm<sup>2</sup> t=1800 s



A=501.07 cm<sup>2</sup> t=2700 s



A=583.06 cm<sup>2</sup> t=3600 s



A=658.91 cm<sup>2</sup> t=4410 s



A=743.53 cm<sup>2</sup> t=4440 s



A=773.49 cm<sup>2</sup> t=4470 s



A=796.39 cm<sup>2</sup> t=4500 s



A=823.74 cm<sup>2</sup> t=5490 s



A=851.85 cm<sup>2</sup> t=6390 s

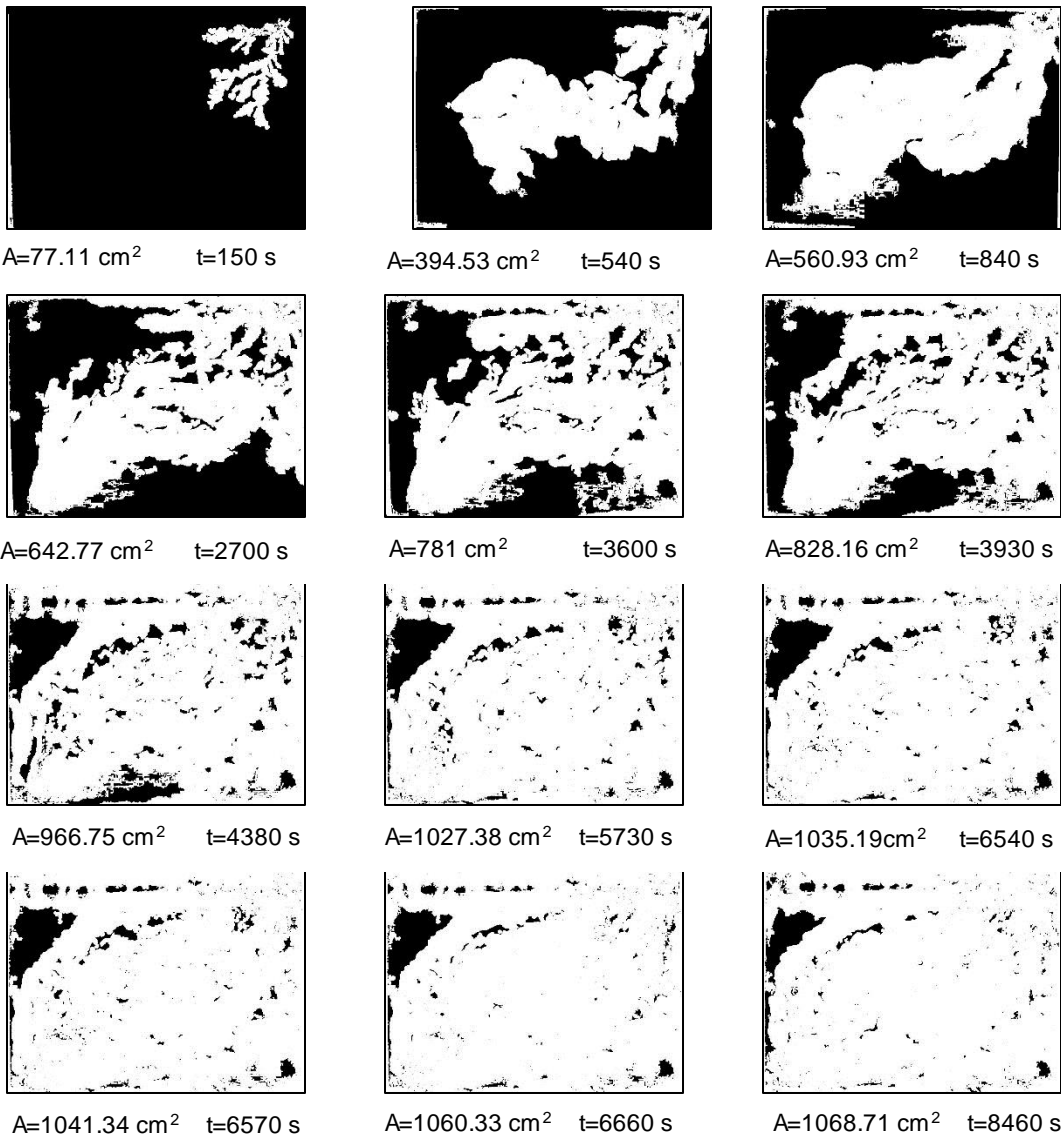


A=912 cm<sup>2</sup> t=8190 s

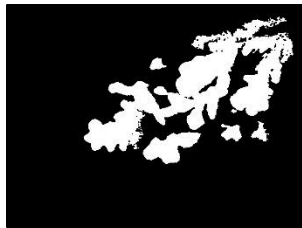


A=927.39 cm<sup>2</sup> t=8460 s

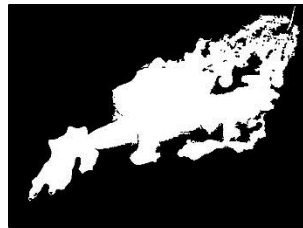
**Figura A1- 18.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-29 al 5% a una velocidad de 0.5 mL/min.



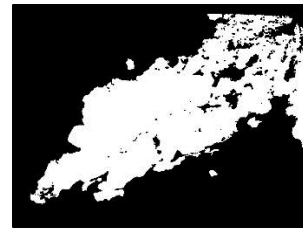
**Figura A1- 19.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-29 al 5% a una velocidad de 1.0 mL/min.



A=191.48 cm<sup>2</sup> t=180 s



A=306.1 cm<sup>2</sup> t=390 s



A=401.64 cm<sup>2</sup> t=900 s



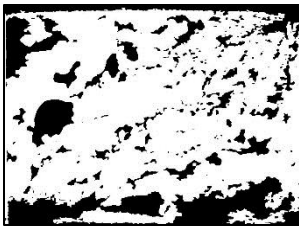
A=579.78 cm<sup>2</sup> t=1350 s



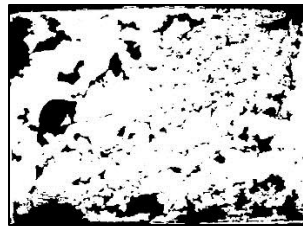
A=731.95 cm<sup>2</sup> t=1800 s



A=818.95 cm<sup>2</sup> t=2100 s



A=836.29 cm<sup>2</sup> t=2850 s



A=879.79 cm<sup>2</sup> t=3750 s



A=1008.18 cm<sup>2</sup> t=5040 s



A=1026.53 cm<sup>2</sup> t=5070 s



A=1028.32 cm<sup>2</sup> t=5250 s



A=1030.66 cm<sup>2</sup> t=6450 s



A=1041 cm<sup>2</sup> t=7050 s

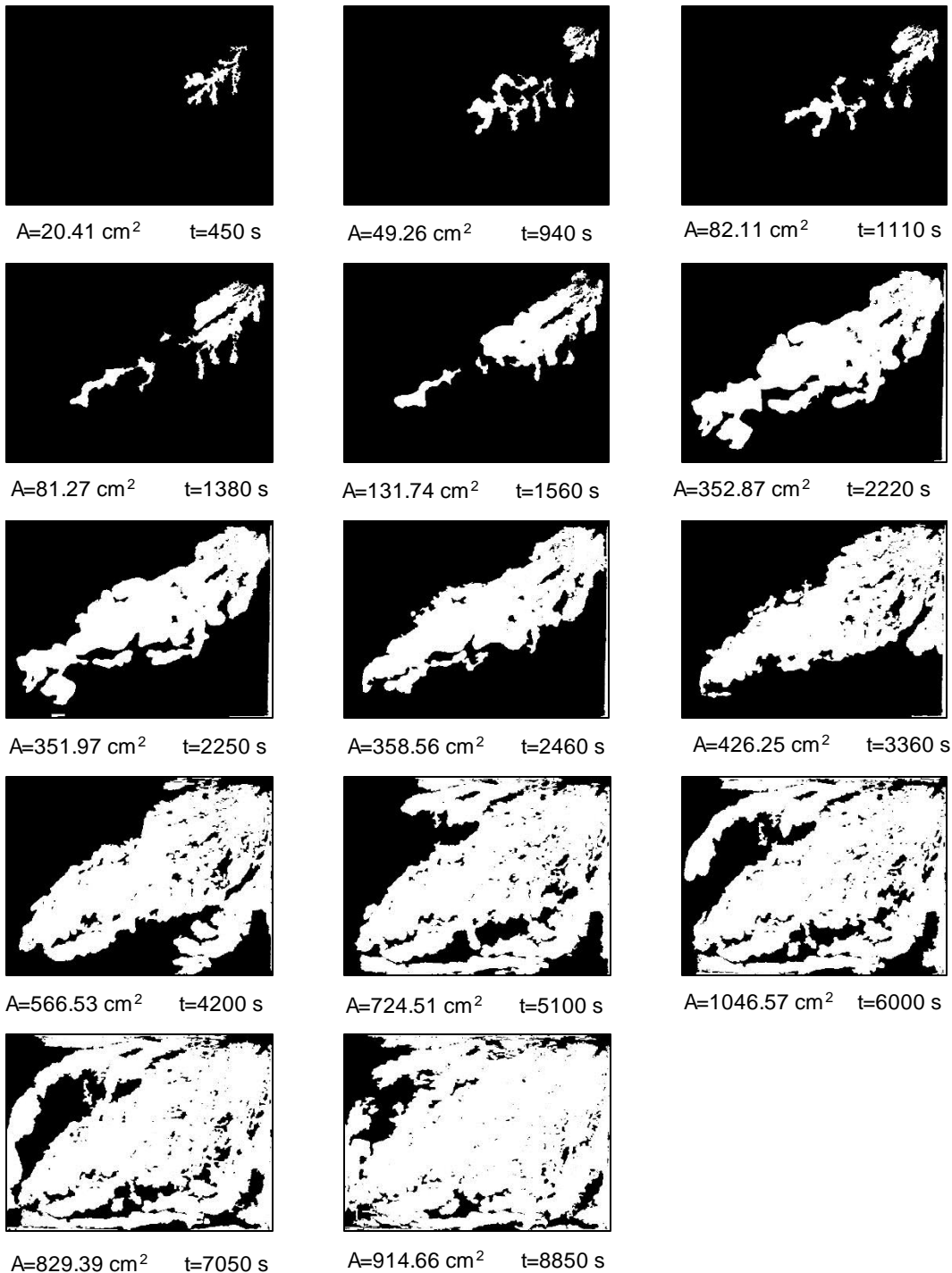


A=1046.21 cm<sup>2</sup> t=8850 s

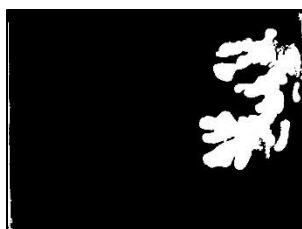


A=1046.27 cm<sup>2</sup> t=9450 s

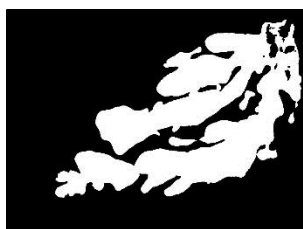
**Figura A1- 20.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-29 al 5% a una velocidad de 2.0 mL/min.



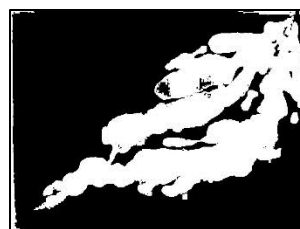
**Figura A1- 21.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-29 al 5% a una velocidad de 2.5 mL/min.



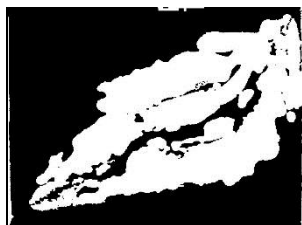
A=131.01 cm<sup>2</sup> t=120 s



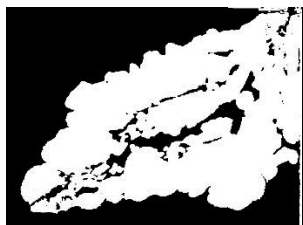
A=339.87 cm<sup>2</sup> t=330 s



A=386.65 cm<sup>2</sup> t=370 s



A=470.86 cm<sup>2</sup> t=900 s



A=604.28 cm<sup>2</sup> t=1800 s



A=891.09 cm<sup>2</sup> t=1830 s



A=901.04 cm<sup>2</sup> t=2430 s



A=921.17 cm<sup>2</sup> t=3060 s

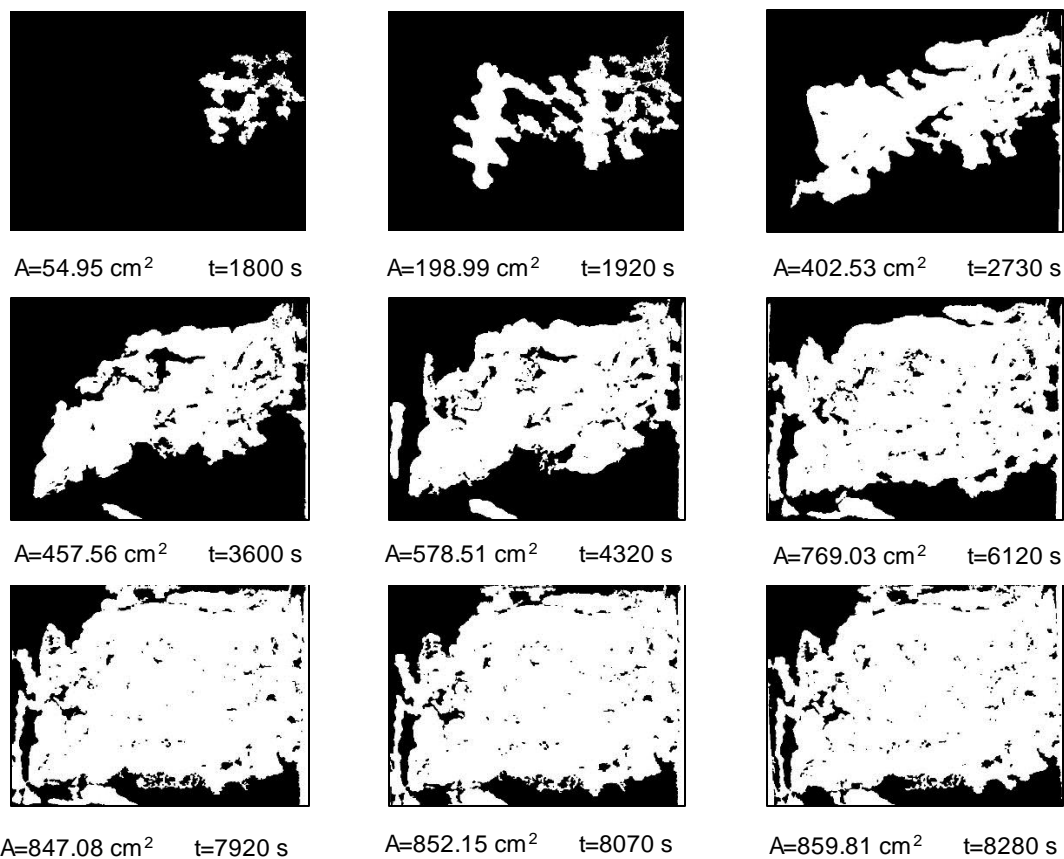


A=939.81 cm<sup>2</sup> t=3120 s



A=939.81 cm<sup>2</sup> t=3400 s

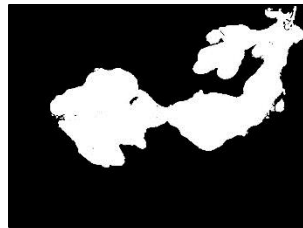
**Figura A1- 22.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con E-29 al 5% a una velocidad de 3.0 mL/min.



**Figura A1- 23.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con R-27 al 1% a una velocidad de 0.5 mL/min.



A=83.58 cm<sup>2</sup> t=360 s



A=281.49 cm<sup>2</sup> t=600 s



A=566.18 cm<sup>2</sup> t=1380 s



A=540.05 cm<sup>2</sup> t=1800 s



A=609.9 cm<sup>2</sup> t=2400 s



A=680.7 cm<sup>2</sup> t=3600 s



A=706.42 cm<sup>2</sup> t=4140 s



A=718.76 cm<sup>2</sup> t=4650 s



A=818.98 cm<sup>2</sup> t=6330 s



A=835.51 cm<sup>2</sup> t=7230 s

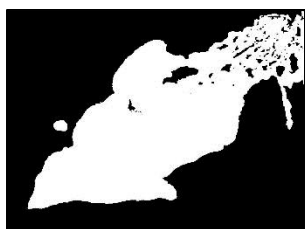


A=846.49 cm<sup>2</sup> t=7950 s

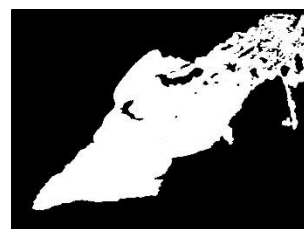
**Figura A1- 24.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con R-27 al 1% a una velocidad de 1.0 mL/min.



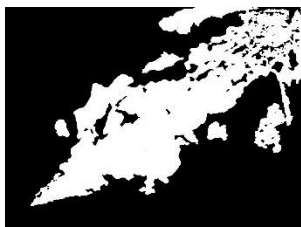
A=80.01 cm<sup>2</sup> t=330 s



A=438.5 cm<sup>2</sup> t=1080 s



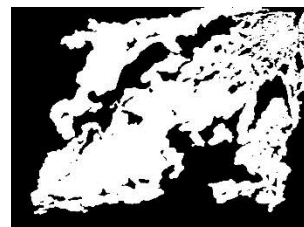
A=367.22 cm<sup>2</sup> t=1140 s



A=373.92 cm<sup>2</sup> t=1800 s



A=466.09 cm<sup>2</sup> t=2700 s



A=574.96 cm<sup>2</sup> t=3600 s



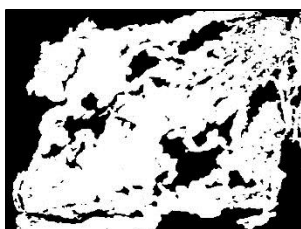
A=631.75 cm<sup>2</sup> t=4230 s



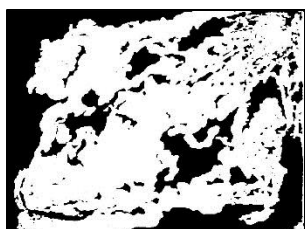
A=657.43 cm<sup>2</sup> t=4290 s



A=707.13 cm<sup>2</sup> t=5130 s



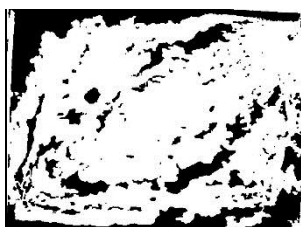
A=745.11 cm<sup>2</sup> t=6030 s



A=743.59 cm<sup>2</sup> t=6270 s

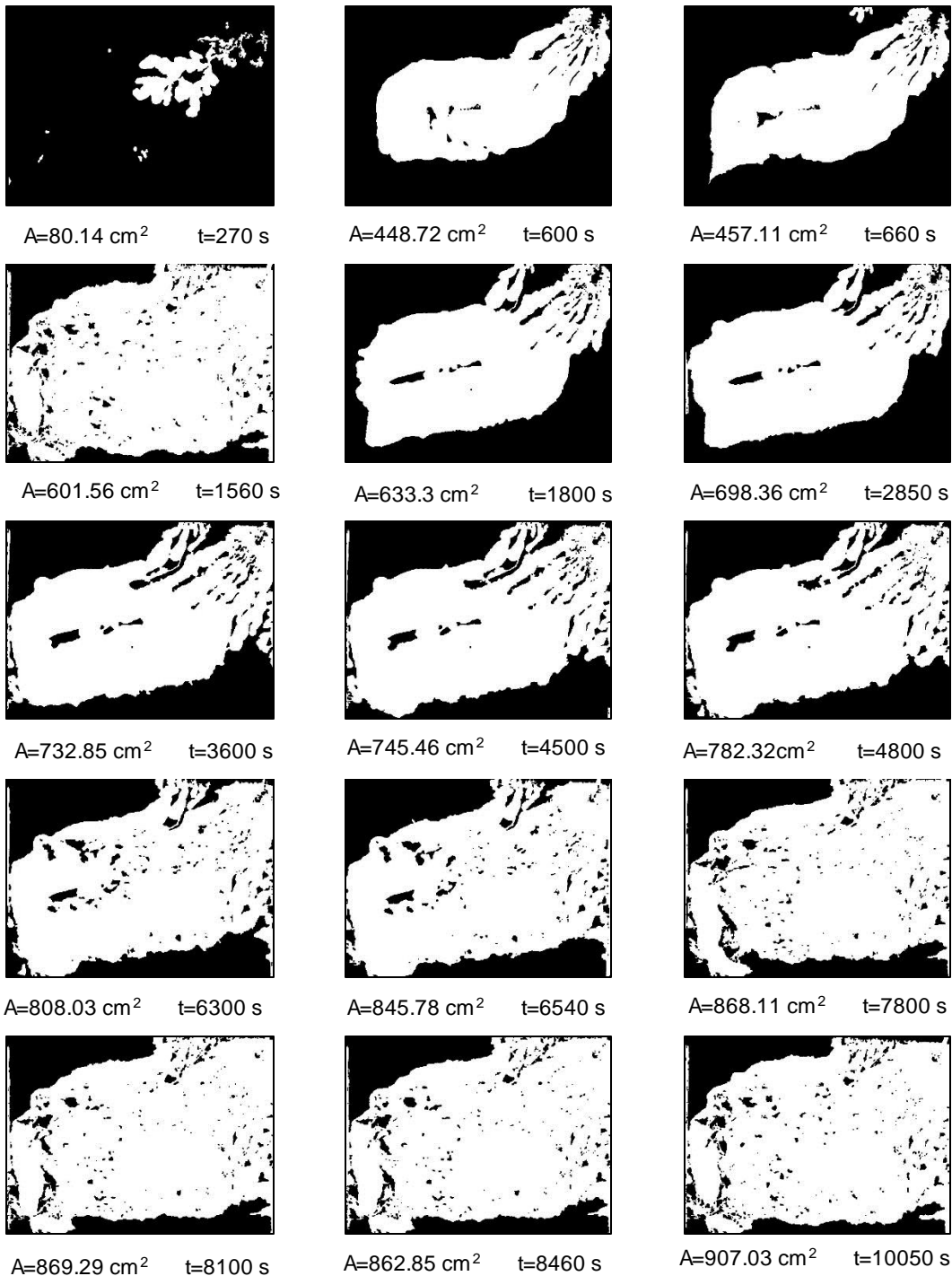


A=807.57 cm<sup>2</sup> t=6300 s



A=839.77 cm<sup>2</sup> t=8790 s

**Figura A1- 25.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con R-27 al 1% a una velocidad de 1.5 mL/min.



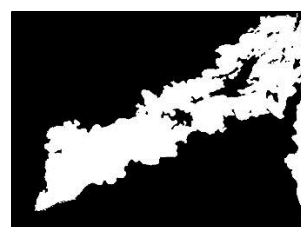
**Figura A1- 26.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con R-27 al 1% a una velocidad de 2.0 mL/min.



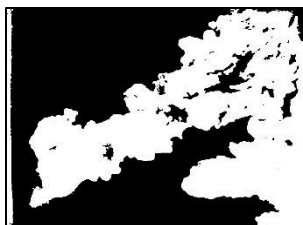
A=77.56 cm<sup>2</sup> t=480 s



A=337.91 cm<sup>2</sup> t=930 s



A=324 cm<sup>2</sup> t=1800 s



A=522.13 cm<sup>2</sup> t=2580 s



A=589.29 cm<sup>2</sup> t=3060 s



A=628.39 cm<sup>2</sup> t=3600 s



A=684.49 cm<sup>2</sup> t=4410 s



A=708.84 cm<sup>2</sup> t=4980 s

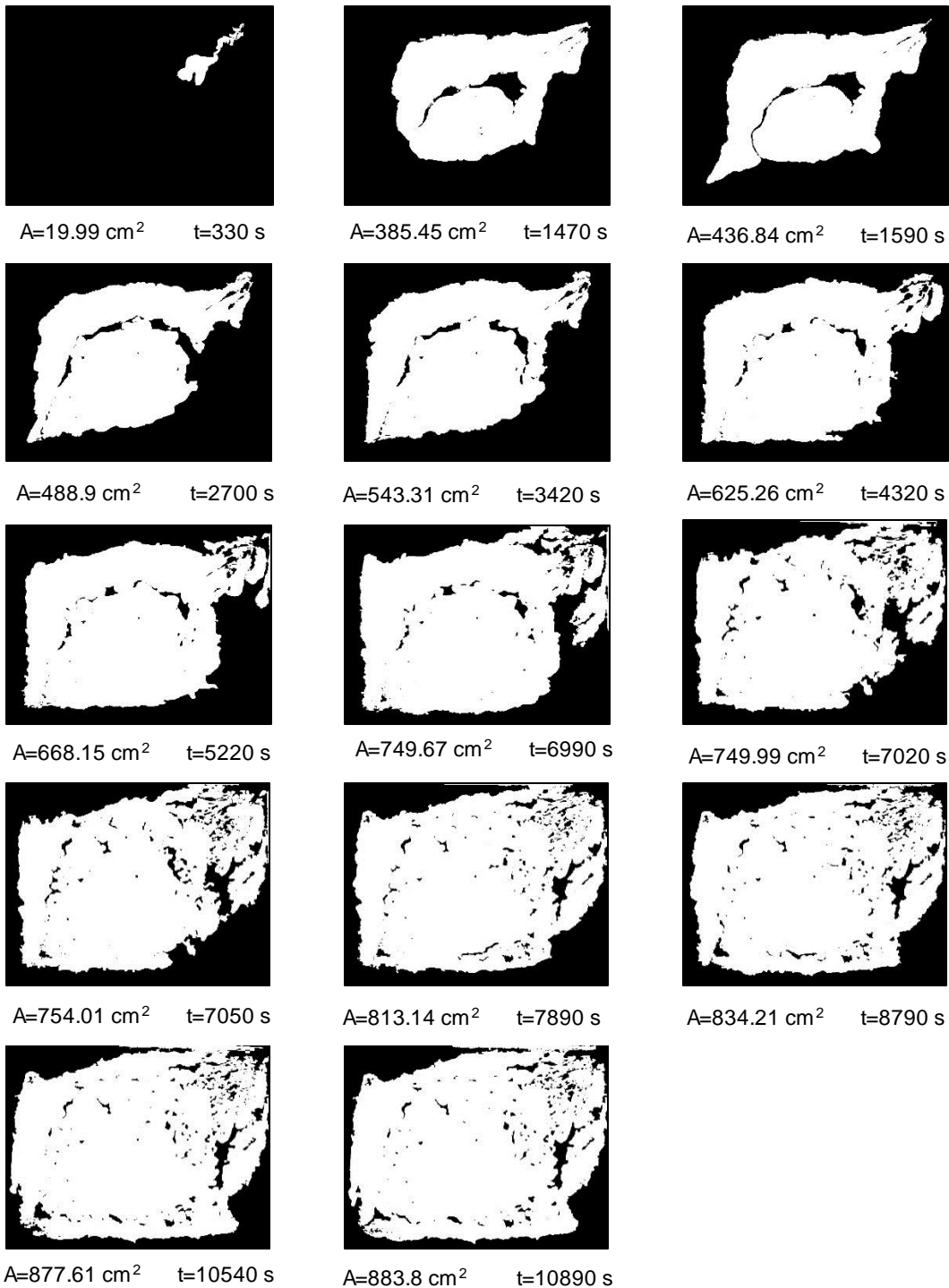


A=794.81 cm<sup>2</sup> t=6180 s

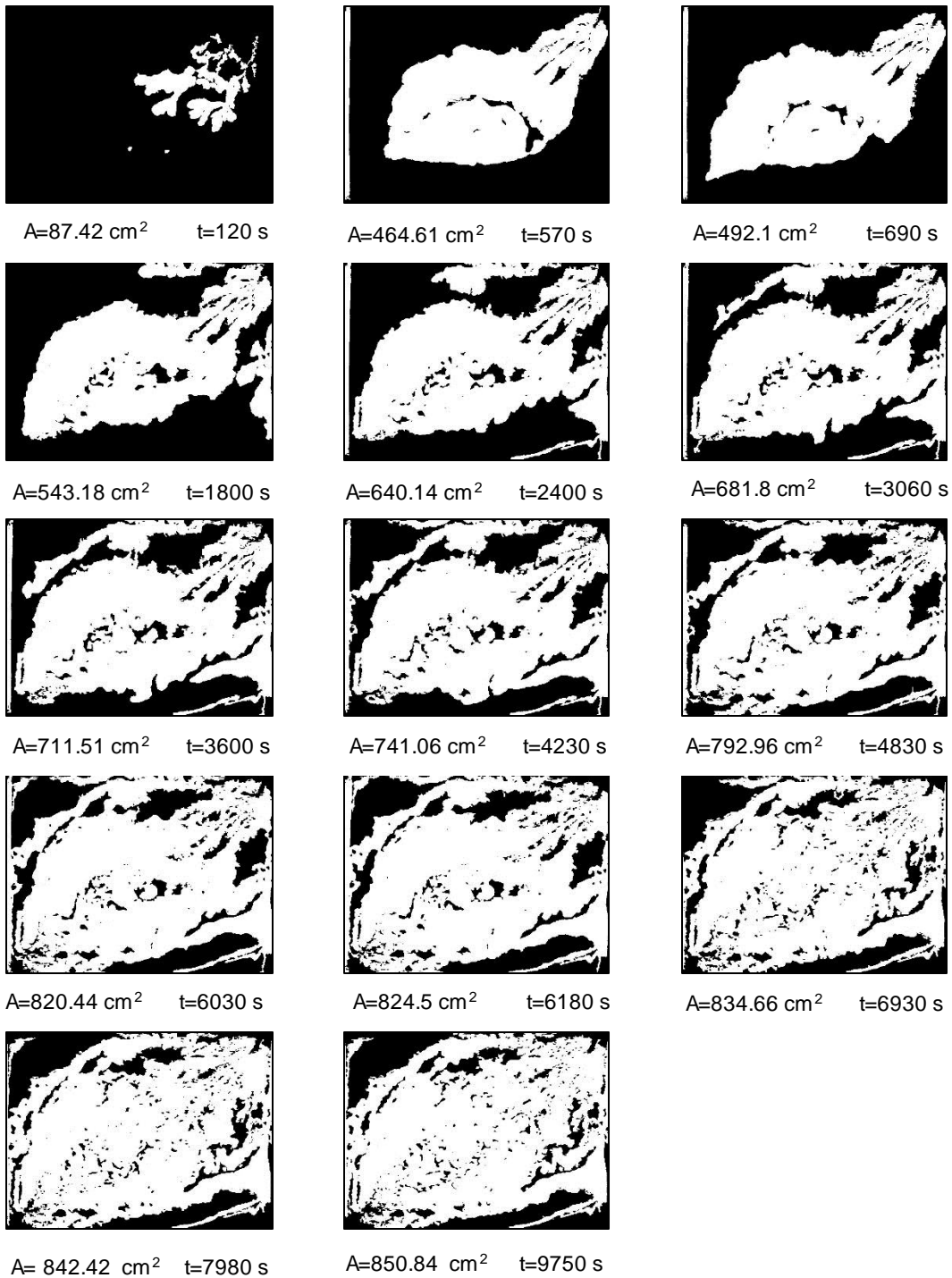


A=838.45 cm<sup>2</sup> t=7020 s

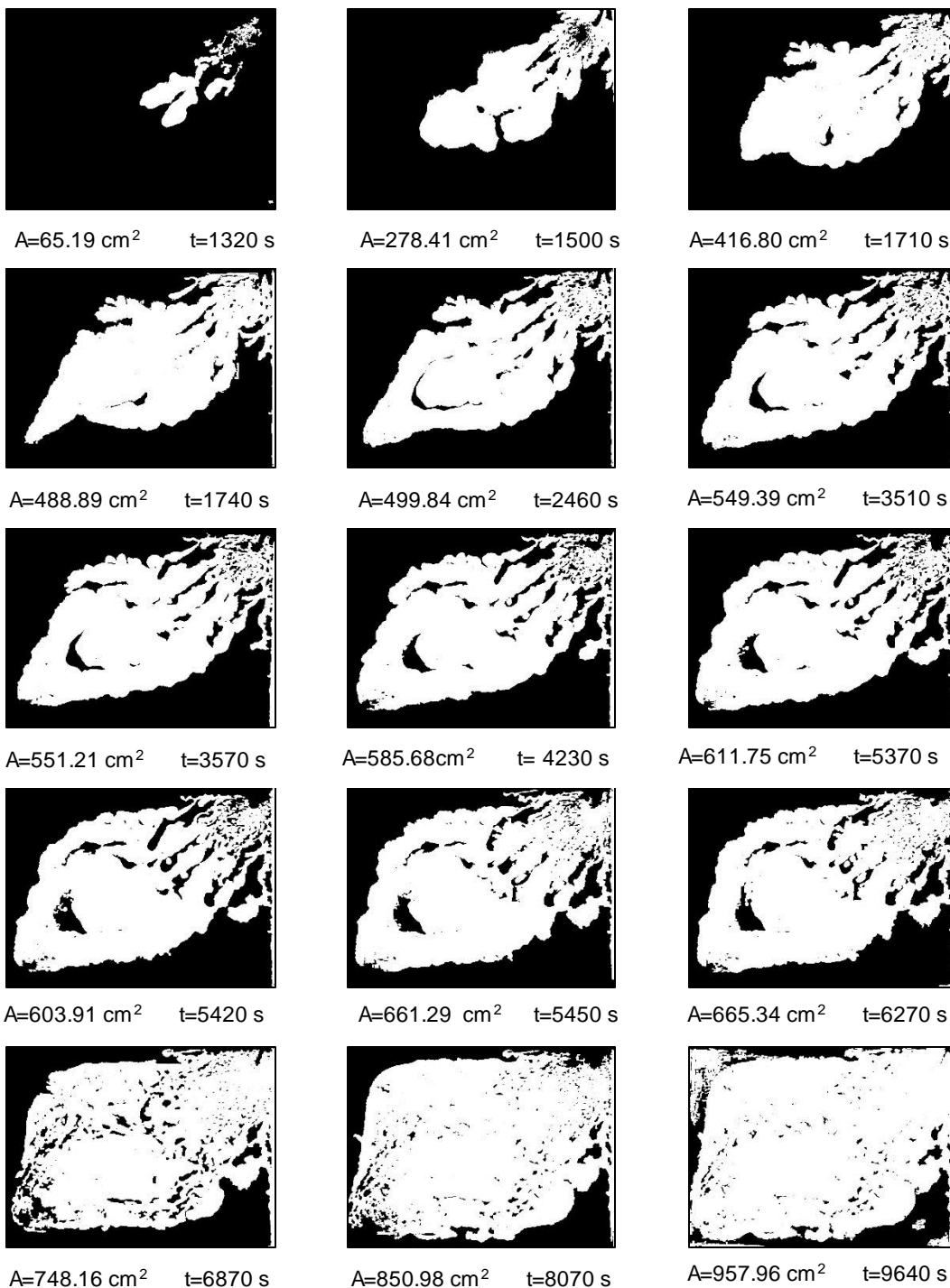
**Figura A1- 27.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con R-27 al 1% a una velocidad de 2.5 mL/min.



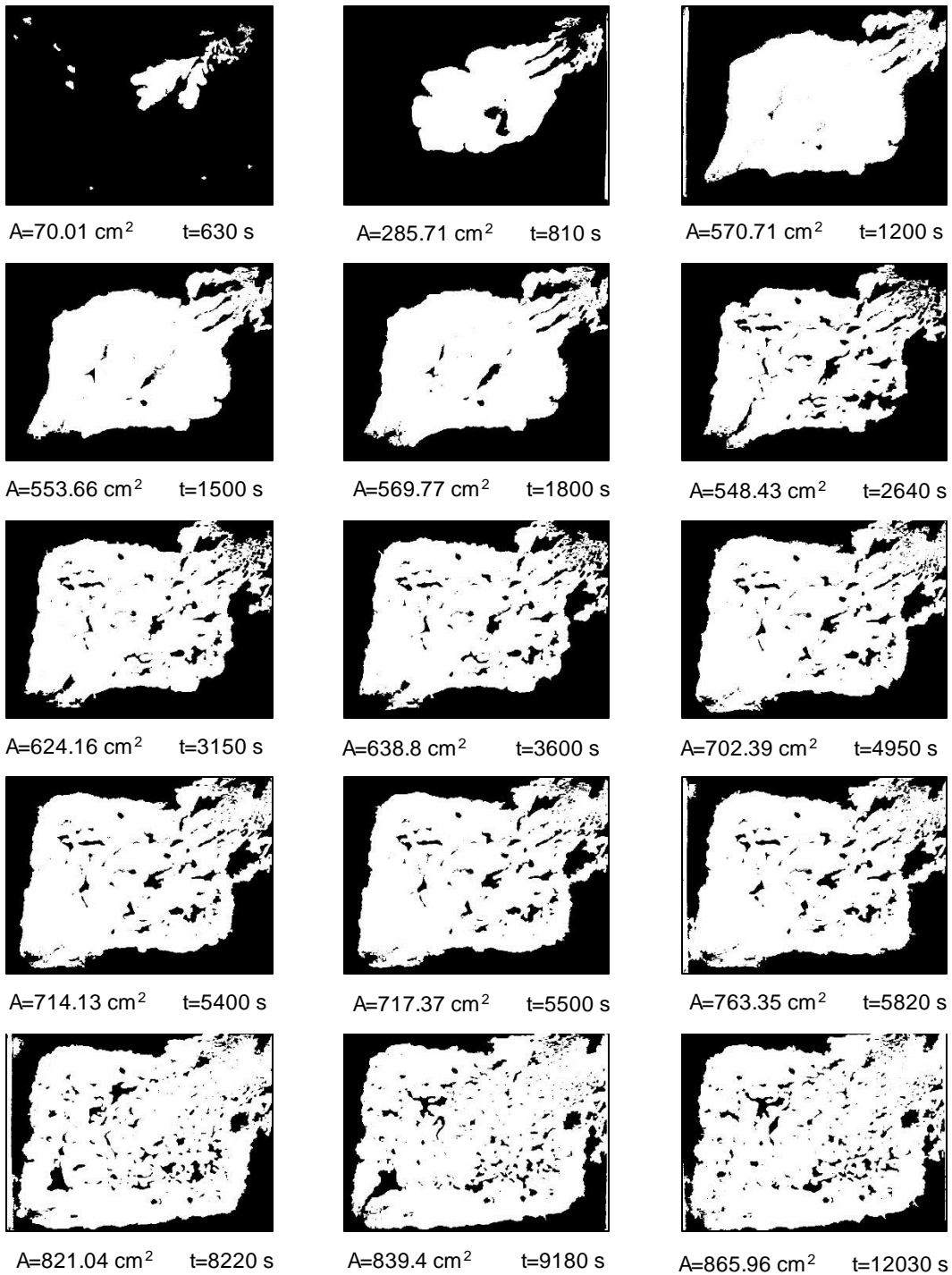
**Figura A1- 28.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con R-27 al 5% a una velocidad de 0.5 mL/min.



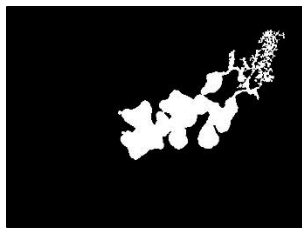
**Figura A1- 29.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con R-27 al 5% a una velocidad de 1.0 mL/min.



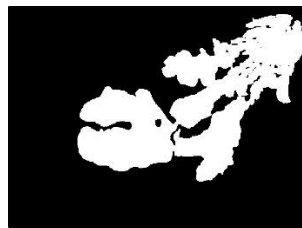
**Figura A1- 30.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con R-27 al 5% a una velocidad de 1.5 mL/min.



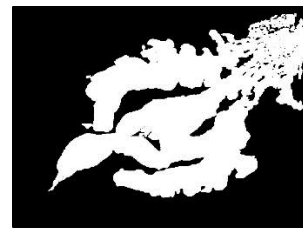
**Figura A1- 31.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con R-27 al 5% a una velocidad de 2.0 mL/min.



A=102.79 cm<sup>2</sup> t=1800 s



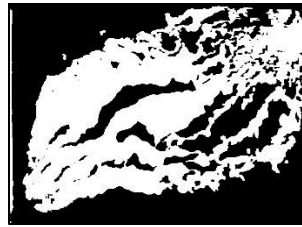
A=299.82 cm<sup>2</sup> t=1830 s



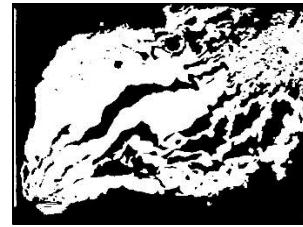
A=419.52 cm<sup>2</sup> t=1950 s



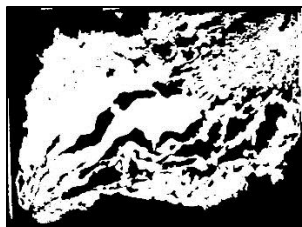
A=59.65 cm<sup>2</sup> t=480 s



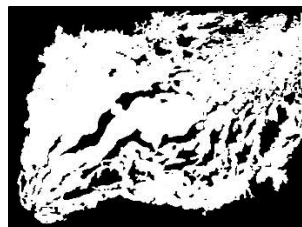
A=59.65 cm<sup>2</sup> t=480 s



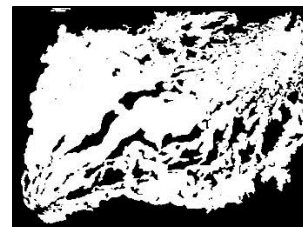
A=459.56 cm<sup>2</sup> t=2700 s



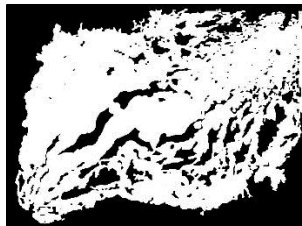
A=542.85 cm<sup>2</sup> t=3630 s



A=585.02 cm<sup>2</sup> t=4590 s



A=620.77 cm<sup>2</sup> t=6180 s



A=702.17 cm<sup>2</sup> t=6210 s



A=694.74 cm<sup>2</sup> t=6240 s



A=702.28 cm<sup>2</sup> t=8160 s

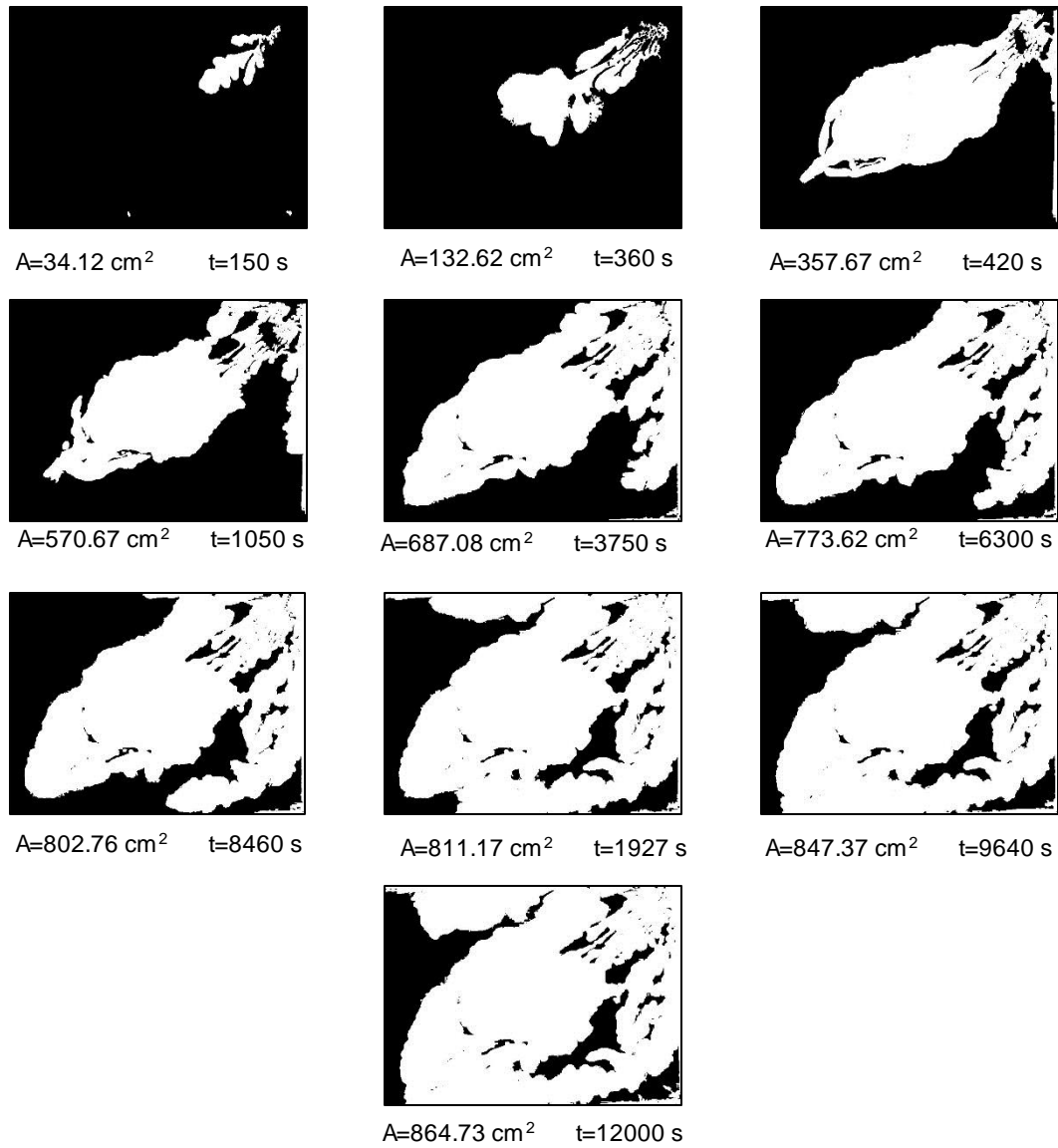


A=704.18 cm<sup>2</sup> t=9270 s



A=705.74 cm<sup>2</sup> t=11010 s

**Figura A1- 32.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con R-27 al 5% a una velocidad de 2.5 mL/min.



**Figura A1- 33.** Patrón de desplazamiento en la recuperación terciaria de petróleo con R-27 al 5% a una velocidad de 3.0 mL/min.



## ANEXO II

**Tabla AII- 1.** Volúmenes recuperado de petróleo empleando la emulsión E-18 diluida al 5%.

Velocidad de inyección (mL/min)	Volumen inicial (mL)	Recuperación secundaria (mL)	Recuperación Mejorada (mL)	Recuperación adicional de petróleo (%)
0.5	11.4	6.6	0.9	19%
1	11.4	6.3	0.8	16%
1.5	11.3	6.4	0.8	16%
2	11.3	5.7	0.8	14%
2.5	11.3	5.9	0.8	15%
3	11.4	6.0	0.7	13%

**Tabla AII- 2.** Volúmenes recuperado de petróleo empleando la emulsión E-29 diluida al 5%.

Velocidad de inyección (mL/min)	Volumen inicial (mL)	Recuperación secundaria (mL)	Recuperación mejorada (mL)	Recuperación adicional de petróleo (%)
0.5	11.3	7.9	0.6	18%
1	11.3	6.4	0.9	18%
1.5	11.3	6.5	0.8	17%
2	11.3	5.0	0.9	14%
2.5	11.3	5.8	0.7	13%
3	11.4	6.4	0.6	12%

**Tabla AII- 3.** Volúmenes recuperado de petróleo empleando la emulsión R-27 diluida al 5%.

Velocidad de inyección (mL/min)	Volumen inicial (mL)	Recuperación secundaria (mL)	Recuperación Mejorada (mL)	Recuperación adicional de petróleo (%)
0.5	11.4	6.8	0.9	20%
1	11.3	7.1	0.8	19%
1.5	11.4	6.9	0.7	18%
2	11.3	6.8	0.7	15%
2.5	11.4	6.9	0.6	13%
3	11.3	6.4	0.6	12%