



BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA

**“ESTUDIO DE IMBIBICIÓN FORZADA DE PETRÓLEO EN NÚCLEO
TIPO SILICA”**

TESIS DE LICENCIATURA

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
LICENCIATURA EN INGENIERÍA EN MATERIALES**

PRESENTA:

“GUADALUPE AGUILAR OLEA”

ASESOR:

“DR. OCTAVIO OLIVARES XOMETL”

COASESOR:

“DRA. NATALYA VICTOROVNA LIKHANOVA”



Contenido

RESUMEN	1
INTRODUCCIÓN	2
OBJETIVOS	3
OBJETIVO GENERAL:	3
OBJETIVOS ESPECÍFICOS:	3
CAPÍTULO I: ANTECEDENTES	4
1.1 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO	4
1.1.1 Recuperación Primaria	6
1.1.2 Recuperación Secundaria	8
1.1.3 Recuperación terciaria y/o mejorada (EOR)	9
1.2 SURFACTANTES: FUNDAMENTOS Y APLICACIONES EN LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (EOR)	13
1.2.1 Recuperación con el uso de Surfactantes	15
1.3 EMULSIONES: FUNDAMENTOS Y APLICACIONES EN EOR	19
1.4 PARÁMETROS QUE INFLUYEN EN EOR.	22
CAPÍTULO II: DESARROLLO EXPERIMENTAL	29
2.1 SISTEMA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO	29
2.2 PREPARACIÓN DE LAS MUESTRAS	30
2.3 CARACTERIZACIÓN DE LA ARENA TIPO ARENISCA	32
2.4 PREPARACIÓN DE EMULSIONES	32
2.5 PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO	34
CAPÍTULO III: RESULTADOS Y DISCUSIÓN	36
3.1 CARACTERIZACIÓN DE ARENA Y EMULSIONES	36
3.2 RECUPERACIÓN SECUNDARIA	40
3.3 RECUPERACIÓN TERCIARIA	45
CONCLUSIONES	50
RECOMENDACIONES	51
REFERENCIAS	52

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Comportamiento del desplazamiento de hidrocarburo por inyección de agua.	8
Figura 1.2 Volumen remanente de petróleo en México.	9
Figura 1.3 Clasificación simplificada de los métodos EOR.	11
Figura 1.4 Esquema del método químico EOR.	12
Figura 1.5 a) Molécula de surfactante, b) Orientación de surfactante en el agua.	13
Figura 1.6 Esquema de inundación de surfactante.	16
Figura 1.7 a) Estructura química de surfactante catiónico: CTAB, b) Estructura química de surfactante no iónico: TX-100 y c) Estructura química de surfactante aniónico: POE, empleados para alterar la mojabilidad en areniscas mojadas por petróleo.	18
Figura 1.8 Diagrama esquemático de inundaciones microemulsión.	19
Figura 1.9 Diagrama esquemático del comportamiento de fase Winsor de microemulsión (E).	21
Figura 1.10 Descripción de los tipos de mojabilidad.	22
Figura 1.11 Fuerzas intersticiales entre dos fluidos inmiscibles y un sólido.	23
Figura 1.12 Mojabilidad en sistemas roca-sólido según SSI.	24
Figura 1.13 Efecto del tamaño de grano sobre la permeabilidad.	25
Figura 1.14 Descripción gráfica de los tipos de porosidad.	26
Figura 2.1 Celda experimental de almacenamiento de fluidos para pruebas de desplazamiento de petróleo en un medio poroso.	29
Figura 2.2 Esquema del sistema de desplazamiento de petróleo en empaquetamiento.	30
Figura 2.3 Celda experimental empleada durante las pruebas, simulando nuestro medio poroso.	31
Figura 2.4 ULTRA TURRAX® T25 Basic.	33

Figura 2.5 Difractómetro láser Malvern.	34
Figura 3.1 (a) Análisis químico del área empleada por EDS y (b) distribución de la arena.	36
Figura 3.2 Tamaño y morfología de los granos de arena empleados durante las pruebas de desplazamiento.	37
Figura 3.3 Distribución de tamaño de gota en la emulsión base petróleo para G1.	38
Figura 3.4 Distribución de tamaño de gota en la emulsión base ácidos grasos vegetales para G2.	39
Figura 3.5 Volumen de crudo inicial en las celdas empleadas.	42
Figura 3.6 Resultados obtenidos de la etapa de recuperación secundaria para todas las pruebas.	42
Figura 3.7 Resultados de la recuperación secundaria con 3 mL/min de agua para la prueba 1.	44
Figura 3.8 Resultados de la recuperación secundaria con 3 mL/min de agua para la prueba 2.	44
Figura 3.9 Resultados de la recuperación secundaria con 3 mL/min de agua para la prueba 3.	45
Figura 3.10 Etapas de recuperación de crudo a 3 mL/min de agua.	46
Figura 3.11 Distribución del crudo entre los granos de arena Ottawa.	47
Figura 3.12 Distribución de petróleo durante la recuperación terciaria de hidrocarburo.	48
Figura 3.13 Distribución de fluidos.	48
Figura 3.14 Desplazamiento de fluidos en pruebas experimentales.	49

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Clasificación de hidrocarburos de acuerdo con su densidad API _____	4
Tabla 1.2 Tipos de crudo en México. _____	5
Tabla 1.3 Características de los mecanismos de producción primaria. _____	7
Tabla 1.4 Clasificación de surfactantes. (Akstinat., 1981). _____	14
Tabla 1.5 Lista de moléculas de surfactantes comunes con diferentes tipos de carga: aniónicos, catiónicos y no iónicos. (Pashley and Karaman., 2004). _____	15
Tabla 1.6 Surfactantes utilizados en laboratorio para la recuperación mejorada de petróleo. _____	20
Tabla 3.1 Composición química de arena empleada en las pruebas de desplazamiento de petróleo _____	37
Tabla 3.2 Medición de diámetro de partícula de las emulsiones _____	39
Tabla 3.3 Características de empaquetamientos para determinación de porosidad mediante diferencia de peso para G1 al (1.76%). _____	40
Tabla 3.4 Características de empaquetamientos para determinación de porosidad mediante diferencia de peso para G2 al (1.8%). _____	41
Tabla 3.5 Características de empaquetamientos para determinación de porosidad mediante diferencia de peso para G3 al (1.76%). _____	41

RESUMEN

En el presente trabajo se implementó el uso de un sistema experimental más cercano a la realidad, para realizar pruebas de desplazamiento de petróleo mediante recuperación secundaria (inyección de agua desionizada) y recuperación terciaria (inyección de emulsiones tipo Winsor I) para evaluar su potencial en empaquetamientos de arena tipo Ottawa. La arena utilizada fue caracterizada por medio de MEB y EDS para conocer tamaño de grano, morfología y composición química. Propiedades como longitud de empaque y volumen de emulsión inyectada fueron iguales para todas las pruebas.

Se prepararon 3 emulsiones aceite en agua (O/W) tipo Winsor I para las pruebas de recuperación terciaria, mediante el uso de emulgentes derivados de nonilfenolpolietoxietanol: IGEPAL® CO-890, IGEPAL® CO-720 (Aldrich). Adicionalmente, se caracterizaron por su tamaño de gota y diámetro Sauter.

Durante la recuperación secundaria con agua desionizada se aprecia porcentajes dentro del rango 45 hasta un 89%, la recuperación de crudo residual fue nula en la etapa de recuperación terciaria.

INTRODUCCIÓN

La producción de petróleo en México es fundamental debido a que en los últimos años es la principal fuente de energía. Estudios de la Agencia Internacional de Energía (AIE) estiman que para el año 2030 los hidrocarburos contribuirán con el 60% de la demanda total; entre estos, el petróleo contribuirá con el 35%. En base a esto, la explotación de este recurso energético es de suma importancia, siendo importante la reactivación e incorporación de campos que se encuentran en etapa de madurez.

La incorporación de yacimientos en etapa de madurez a la producción solo es posible mediante la aplicación de procesos de recuperación mejorada (EOR). Comúnmente, la recuperación mejorada (EOR) involucra la inyección de diferentes fluidos, con el fin de alterar el comportamiento físico-químico de los fluidos del yacimiento. Los EOR pueden dividirse en tres categorías principalmente: inundaciones químicas (alcalino o polímero micelar), proceso térmico (combustión in situ, inyección de vapor) y la inyección de gas. (Leung et al. 1985; Sharma and Shah 1985; Auvray et al. 1984; Scriven 1976). La selección de cualquier técnica específica depende de las condiciones geológicas del yacimiento (temperatura del yacimiento, presión, profundidad, permeabilidad, saturación de petróleo y agua residual, porosidad y propiedades de los fluidos, tales como la gravedad API y viscosidad del aceite, (R. Jennings et. al., 1971).

Este trabajo tiene como objetivo la evaluación de emulsiones tipo aceite en agua (O/W), como fluido de desplazamiento para la recuperación terciaria de petróleo ligero en un medio poroso de tipo arenisca.

OBJETIVOS

Objetivo General:

Realizar estudios de recuperación de crudo ligero de 33.6 °API con el uso de emulsiones tipo Winsor I mediante imbibición forzada en celdas empacadas con arena tipo Ottawa.

Objetivos Específicos:

- ❖ Diseñar un sistema de recuperación a nivel laboratorio para la evaluación de emulsiones oleoacuosas.
- ❖ Diseñar una celda cilíndrica de 20 x 5.08 cm para empacar arena tipo Ottawa para simular un medio poroso, con su respectivo sistema de inyección y recuperación de crudo.
- ❖ Caracterizar las emulsiones empleadas determinando la distribución de tamaño de gota y diámetro de Sauter.
- ❖ Caracterizar el tamaño de grano y composición química de la arena empleada por microscopía electrónica de barrido.
- ❖ Cuantificar la cantidad de crudo recuperado mediante un balance de materia, con y sin uso de emulsiones en un sistema que simule la etapa de recuperación secundaria y terciaria

CAPÍTULO I.

ANTECEDENTES

1.1 Métodos de recuperación de petróleo.

La oferta y demanda del petróleo es la directriz de la economía del mundo y esta ligado al crecimiento económico de la mayoría de los países productores. La palabra petróleo proviene del latín *petra-roca* + *óleum-aceite*. Los análisis químicos de los diferentes tipos de crudo existentes coinciden en una composición química aproximada de 85%C, 12%H y 3% S+O+N, además de varios elementos metálicos. Al petróleo se le atribuye origen orgánico y se formó hace millones de años, en un proceso que se inició cuando los restos de plantas y animales acuáticos fueron cubiertos por capas de sedimentos - partículas de roca y mineral; por lo general, el petróleo se produce en los poros microscópicos de rocas sedimentarias como: arenisca, caliza o dolomita que forman el reservorio.

La industria mundial de hidrocarburos líquidos ha clasificado al petróleo tomando como referencia su densidad API (Instituto Americano del Petróleo), como se muestra en la tabla 1.1 (IMP, 2011). En base a este factor la tabla 1.2 muestra algunos tipos de crudo existentes en México.

Tabla 1.1 Clasificación de hidrocarburos de acuerdo con su densidad API.

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

Tabla 1.2 Tipos de crudo en México.

Crudo	Tipo	°API	% S
Panuco	Pesado	10	3
Maya	Mediano	22	3.3
Istmo	Ligero	33.6	1.3
Olmeca	Súper ligero	39.3	0.8

Un yacimiento de petróleo es un volumen poroso que contiene agua, petróleo y a veces una fase gaseosa, cada medio poroso tiene sus características: porosidad, permeabilidad y mojabilidad. Cuatro condiciones son necesarias para que se forme un yacimiento (IMP, 2011):

- ❖ Una roca permeable, tal que bajo presión, el petróleo pueda moverse a través de sus poros de tamaño microscópicos. El tamaño, la forma y grado de interconexión de los poros varían considerablemente de acuerdo a la geología del yacimiento.
- ❖ Una roca impermeable que se comporte como un tapón, para evitar fuga de petróleo y gas a la superficie.
- ❖ El yacimiento debe comportarse como una trampa, de forma que las rocas impermeables se encuentren dispuestas en tal forma que el petróleo no pueda moverse lateralmente.
- ❖ Debe existir material orgánico en el yacimiento suficiente y necesario para convertirse en petróleo por el efecto de la presión y temperatura.

Cada yacimiento es único debido a las propiedades del crudo y del medio poroso donde se encuentran, por tanto, es necesario diseñar soluciones de manera específica; los químicos empleados, las concentraciones y el volumen a inyectar dependerán de las propiedades de los fluidos y de la formación.

La producción de petróleo involucra diferentes métodos, los cuales se dividen en tres categorías principalmente (Gurgel et al. 2008):

- ❖ Recuperación primaria
- ❖ Recuperación secundaria
- ❖ Recuperación terciaria

Existen algunos casos donde la recuperación terciaria de petróleo se lleva a cabo como primaria o secundaria porque esto implica un proceso más factible para ciertos reservorios, (Green and Willhite, 1998).

1.1.1 Recuperación Primaria

En esta etapa, se utiliza la energía natural del yacimiento la cual es suficiente para la extracción de petróleo. La eficiencia del desplazamiento de petróleo en esta etapa depende de las propiedades del sistema roca-fluidos y de los mecanismos de empuje que existan en el yacimiento.

La recuperación primaria termina cuando la presión del yacimiento ha bajado demasiado, o cuando se están produciendo cantidades importantes de otros fluidos (gas, agua). Durante esta etapa se recopila información sobre el comportamiento del yacimiento, siendo importante para su posterior explotación. La tabla 1.3. Incluye algunos mecanismos empleados para la recuperación primaria.

Tabla 1.3 Características de los mecanismos de producción primaria.

Mecanismo	Presión del yacimiento	Relación Gas-Aceite (RGA)	Producción de agua	Eficiencia	Otros
Expansión roca – fluidos	Declina rápido y continuamente $p_i > p_b$	Permanece baja y constante	Ninguna (excepto en yacimientos con alta S_{wi})	1 – 10 % Promedio: 3%	
Empuje por gas disuelto	Declina rápido y continuamente	Primero baja y luego sube a un máximo y cae nuevamente	Ninguna (excepto en yacimientos con alta S_{wi})	5 – 35% Promedio: 20%	Requiere bombeo al comienzo de la producción
Empuje por casquete de gas	Declina lento y continuamente	Aumenta continuamente en pozos terminados en zonas estructurales altas	Ausente o insignificante	20 – 40% Promedio: 25% o más	La sugerencia del gas en los pozos terminados en zonas estructuralmente bajas indican un empuje por gas
Empuje por acuífero	Permanece alta y es sensible a la producción de aceite, gas y agua	Permanece baja si la presión permanece alta	Aumenta apreciablemente y los pozos terminados en zonas estructuralmente bajas producen agua muy temprano	35 – 80% Promedio: 50%	N calculado por balance de materia cuando W no se considera
Segregación gravitacional	Declina rápido y continuamente	Permanece baja en pozos terminados en zonas estructurales altas	Ausente o insignificante	40 – 80% Promedio: 60%	Cuando $k > 200$ mD y el ángulo del yacimiento $> 10^\circ$ y la es baja (< 5 cp)

P_i : presión inicial, P_b : presión de saturación, C_p : centipoise, mD : mildarcy, S_{wi} : saturación de agua inicial

1.1.2 Recuperación Secundaria

Una vez agotada la energía natural del yacimiento, que genera menos del 20% de petróleo original en sitio, se procede a la inyección de fluidos (gas o agua) cualquiera que sea la naturaleza de la roca de yacimiento (arenisca o caliza) para mantener la presión y el desplazamiento de petróleo. Esta técnica ha sido aplicada por más de 60 años debido a su bajo costo para la recuperación de petróleo en el sitio, logrando recuperación en un promedio de 25-30%. En la figura 1.1 se observa el desplazamiento de crudo por inyección de agua.

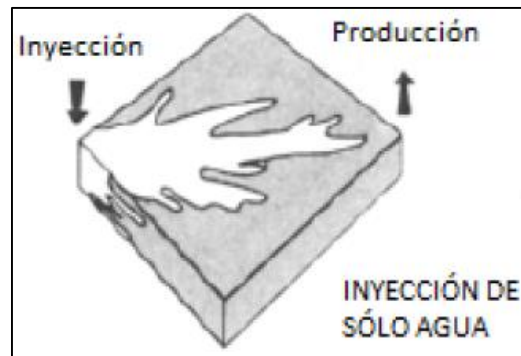


Figura 1.1 Comportamiento del desplazamiento de hidrocarburo por inyección de agua.

De forma similar a la recuperación primaria, la eficiencia de la inyección de agua se determina por los siguientes factores:

- ❖ Alta viscosidad de petróleo, es decir, su baja movilidad, dando como resultado; petróleo atrapado en los poros de la roca.
- ❖ Heterogeneidad del reservorio: las permeabilidades de la capa superior e inferior son diferentes.

1.1.3 Recuperación terciaria y/o mejorada (EOR)

En promedio, un tercio del petróleo original en el sitio es recuperado por las técnicas de recuperación primaria y secundaria (Blunt et al. 1993). El petróleo que queda atrapado en la zona de barrido es el principal objetivo para la recuperación terciaria de hidrocarburo (Morrow 1991). La figura 1.2 muestra el volumen remanente de petróleo en yacimientos de México de acuerdo a un estudio realizado por CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos), confirmando que el futuro de la producción será a través de EOR.

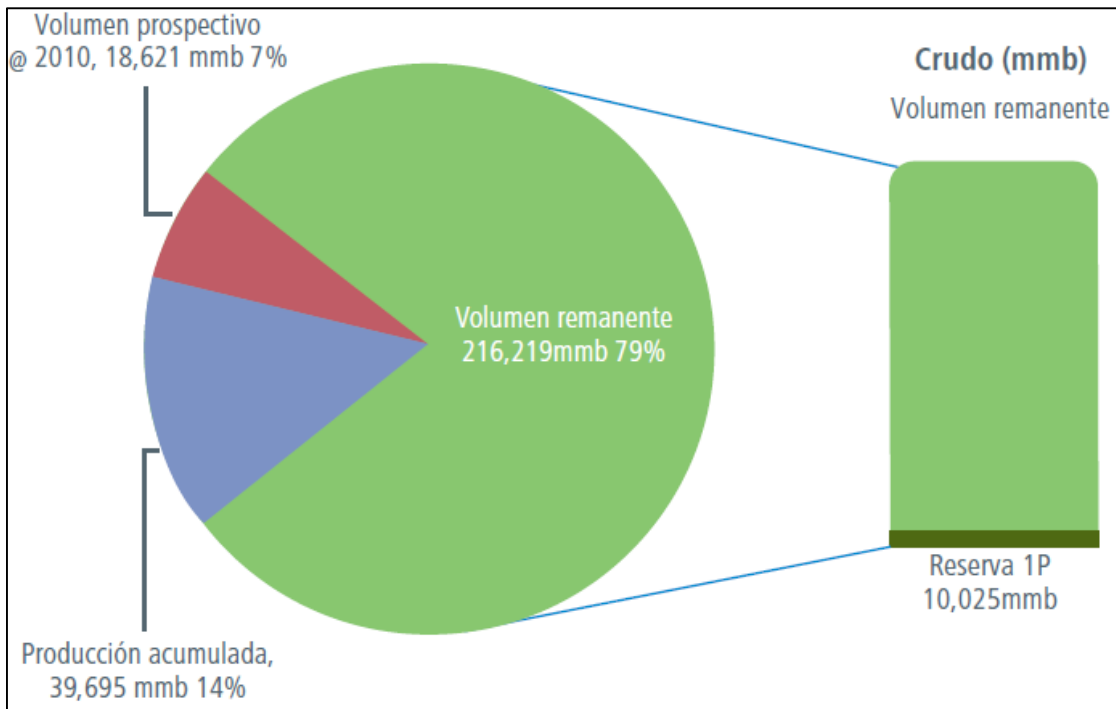


Figura 1.2 Volumen remanente de petróleo en México.

De acuerdo a la CNH el volumen remanente de petróleo de los 129 yacimientos principales de México, pueden dividirse en 86 yacimientos carbonatados, con aproximadamente 102 mil millones de barriles y 43 yacimientos siliciclásticos, con aproximadamente 85 mil millones de barriles.

De manera general, el método de recuperación mejorada (EOR) es el proceso donde agentes externos al reservorio son inyectados en forma de fluidos con el fin de mantener la presión y/o alterar las propiedades fisicoquímicas de crudo, gas, agua y roca del reservorio; por lo cual, incrementa la eficiencia de barrido (Donaldson et al.1989). De acuerdo a estudios realizados más del 50% de los recursos de petróleo probada se encuentran atrapados en rocas carbonatadas, es decir; calizas, dolomías o tizas. (Strand et al., 2008). Considerando que la velocidad de producción de los reservorios depende de los siguientes factores Taber JJ, Martin FD (1983):

- ❖ Geometría del reservorio (formación primaria)
- ❖ Presión del reservorio
- ❖ Profundidad del reservorio
- ❖ Tipo de roca y permeabilidad
- ❖ Saturación de fluidos y propiedades
- ❖ Viscosidad del petróleo
- ❖ Radio de permeabilidad

Los métodos EOR pueden ser clasificados como: recuperación química, recuperación térmica, recuperación de inyección de gas, recuperación microbiana y otros como se muestra en la figura 1.3. Es frecuente que en algunos casos se introduzca energía térmica adicional dentro de la formación para disminuir la viscosidad del petróleo y mejorar su capacidad para fluir hacia el pozo.

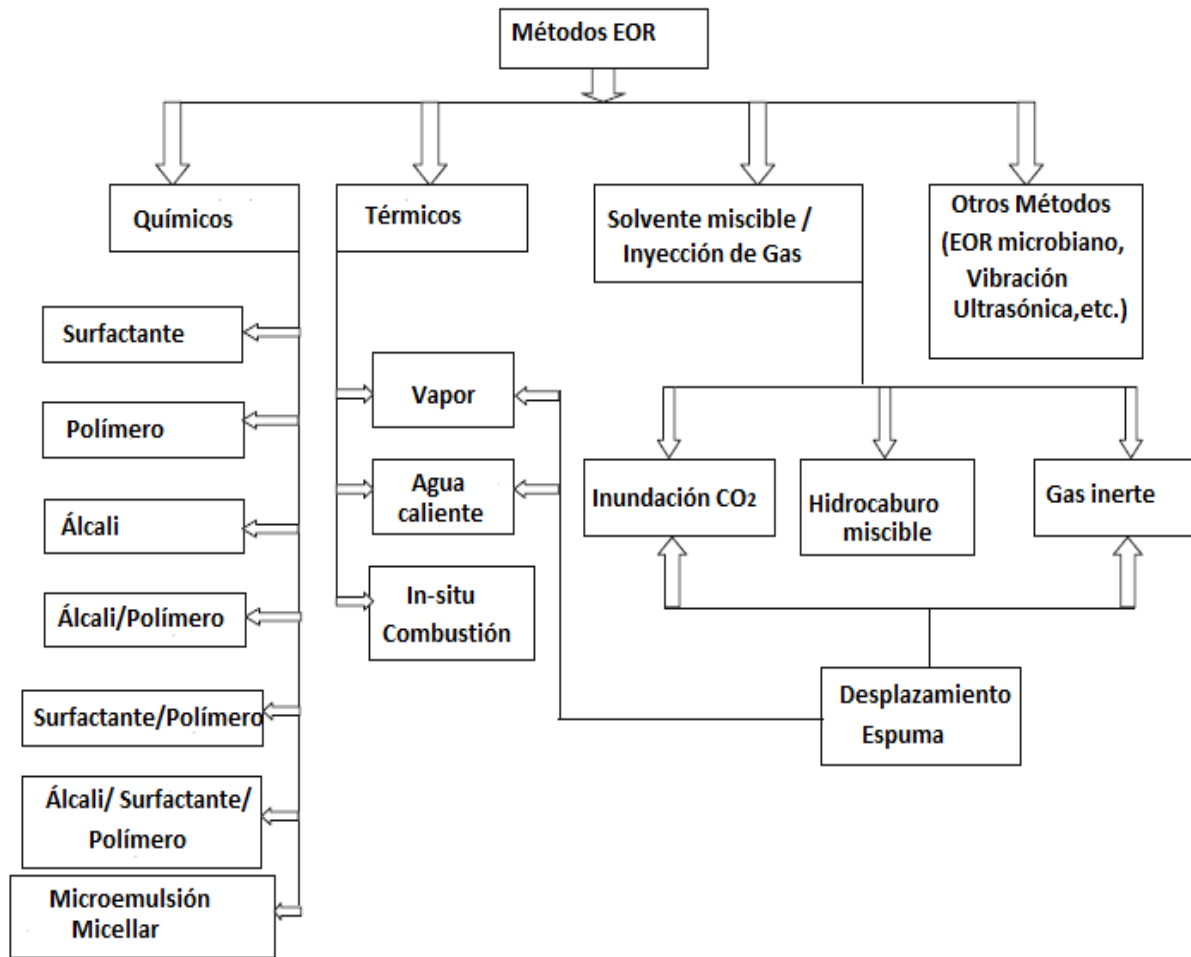


Figura 1.3 Clasificación simplificada de los métodos EOR.

La aplicación de cada uno de estos procesos en particular, depende de las características propias del yacimiento al que se aplicará e incluyen: formación productora (tipo, porosidad, permeabilidad, permeabilidades relativas y mojabilidad), tipo de aceite en el yacimiento, relación agua-aceite y gas-aceite en la superficie, presión del yacimiento en el momento de iniciar el proceso de recuperación mejorada y la profundidad de la formación productora.

Los EOR se pueden aplicar en la etapa primaria de un yacimiento, cuando la presión del depósito es insuficiente para inducir el flujo de aceite a través de los pozos de producción, por lo general, esto sucede en reservorios de petróleo pesado.

Conforme el petróleo se agote y su extracción sea rentable, el uso de estas tecnologías será cada vez más importante. Petróleos Mexicanos (PEMEX) desde hace algunos años ha comenzado diferentes estudios para aplicar este tipo de tecnologías, siendo Cantarell uno de los yacimientos de principal interés.

1.1.3.1 Métodos químicos

Los métodos de recuperación de esta categoría incluyen inyección: surfactantes, polímeros y álcalis para disminuir la tensión interfacial, cambiar la mojabilidad y la movilidad de control, con el fin de aumentar la cantidad de aceite recuperado de un depósito. Estos métodos implican la mezcla de los productos químicos descritos anteriormente en el fluido portador (principalmente agua) antes de la inyección. La figura 1.4 muestra el proceso esquemático de inundación por químicos.

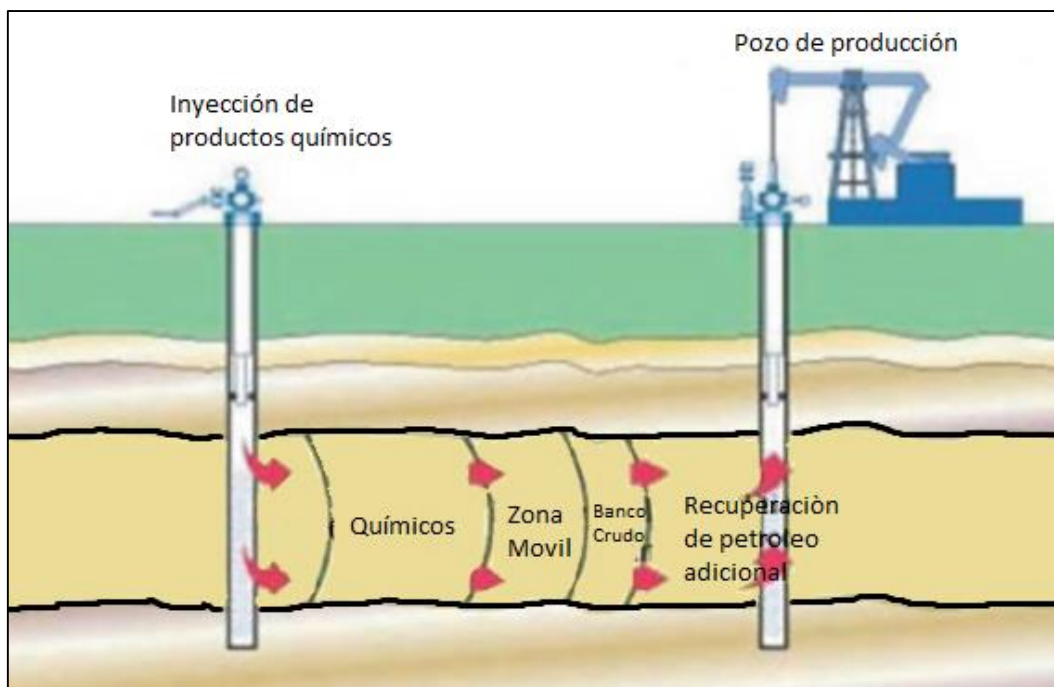


Figura 1.4 Esquema del método químico EOR.

1.2 Surfactantes: Fundamentos y Aplicaciones en la recuperación mejorada de petróleo (EOR).

Los "surfactantes" o "agentes activos de superficie", son un tipo de sustancia que se encuentra activa en la superficie o interfase entre fases (Miller and Neogi., 1985). Una molécula de surfactante generalmente se compone de dos partes: una cabeza hidrófila y una cola hidrófoba. La estructura se muestra en la figura 1.5, debido a este carácter puede reducir significativamente las tensiones interfaciales y alterar las propiedades de mojabilidad, son considerados como buenos agentes de recuperación mejorada de petróleo desde 1970 (Healy and Reed., 1974).

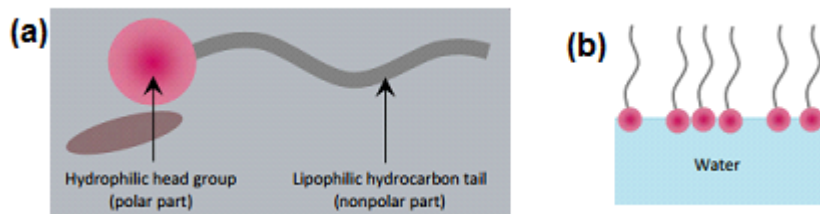


Figura 1.5 a) Molécula de surfactante, b) Orientación de surfactante en el agua. Los surfactantes también se conocen como molécula anfífilas porque contienen una "cola" no polar y una "cabeza" polar dentro de la misma molécula, (Green and Willhite., 1998).

Los surfactantes se clasifican en cuatro categorías en función de la carga del grupo de la cabeza como surfactantes: aniónicos, catiónicos, no iónicos y Zwitteriónico como se muestra en la tabla 1.4. Cada tipo posee ciertas características dependiendo de cómo las moléculas de surfactante se ionizan en soluciones acuosas. En la tabla 1.4 se muestran surfactantes comúnmente usados.

Tabla 1.4 Clasificación de surfactantes. (Akstinat., 1981).

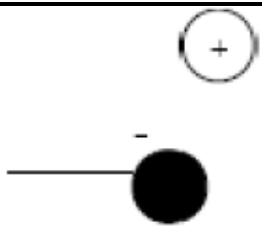
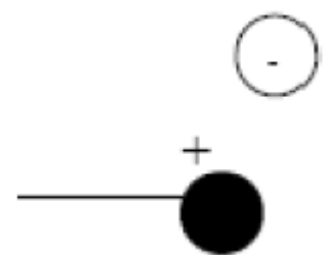
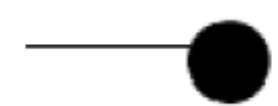
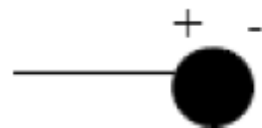
<i>Clase</i>	<i>Ejemplos</i>	<i>Estructuras</i>
<i>Aniónicos: grupo de cabeza cargado negativamente</i>	Sulfonatos Sulfatos Carboxilatos Fosfatos	
<i>Catiónicos: grupo de cabeza cargado positivamente</i>	Orgánicos de amonio cuaternarios, aminas, piridinio, imidazolinio, piperidinio, compuestos de sulfonio	
<i>No iónicos: molécula no ionizada</i>	Alquilo, alquil- arilo, acilo, acilamindo-, acilo aminopoliglicol éteres de polioles Alcanolamidas	
<i>Zwitteriónico: con dos o más de las otras clases</i>	Ácidos aminocarboxílicos, tensioactivos de tipo betaína	

Tabla 1.5 Lista de moléculas de surfactantes comunes con diferentes tipos de carga: aniónicos, catiónicos y no iónicos. (Pashley and Karaman., 2004).

<i>Aniónicos</i>	
<i>Dodecil sulfato de sodio (SDS)</i>	$\text{CH}_3(\text{CH}_2)_{11}\text{SO}_4^-\text{Na}^+$
<i>Dodecil benceno sulfonato de sodio</i>	$\text{CH}_3(\text{CH}_2)_{11}\text{C}_6\text{H}_4\text{SO}_3^-\text{Na}^+$
<i>Catiónicos</i>	
<i>bromuro de cetiltrimetilamonio</i>	$\text{CH}_3(\text{CH}_2)_{15}\text{N}(\text{CH}_3)^+\text{Br}^-$
<i>hidrocloruro de dodecilamina</i>	$\text{CH}_3(\text{CH}_2)_{11}\text{NH}_3^+\text{Cl}^-$
<i>No iónicos</i>	
<i>Óxidos de polietileno</i>	$\text{CH}_3(\text{CH}_2)_7(\text{OCH}_2\text{CH}_2)_8\text{OH}$

1.2.1 Recuperación con el uso de Surfactantes

En la década de los 70's investigaciones de compañías petroleras mostraron la viabilidad de las técnicas de inundación con surfactantes, logrando recuperación mayor del 50-60 % de petróleo en la zona de barrido, representando el doble de la recuperación por métodos convencionales. (Shah et al., 1977). El principio del método es alcanzar una formulación óptima en donde la tensión interfacial (IFT) sea menor de 0.01 mN/m, de manera que las fuerzas capilares que atrapan el crudo en los poros de la roca disminuyan (figura 1.6).

Un bajo valor de IFT se puede obtener con una amplia variedad de surfactantes, pero el mejor surfactante depende de las condiciones de petróleo. Aoudia et al., 1995 y Batanoney et al., 1999 realizaron pruebas con mezclas de surfactantes denominadas A1, A2, A3 y A4 para reducir la tensión interfacial, siendo la fórmula

más importante (A4) que se evaluó para su uso en la recuperación mejorada de petróleo. Los resultados mostraron que a bajas concentraciones de surfactante y 0.5 de NaCl muestra bajo valor IFT, logrando niveles hasta de un 83% de recuperación original en sitio en comparación con el 59% en caso de inundación de agua.

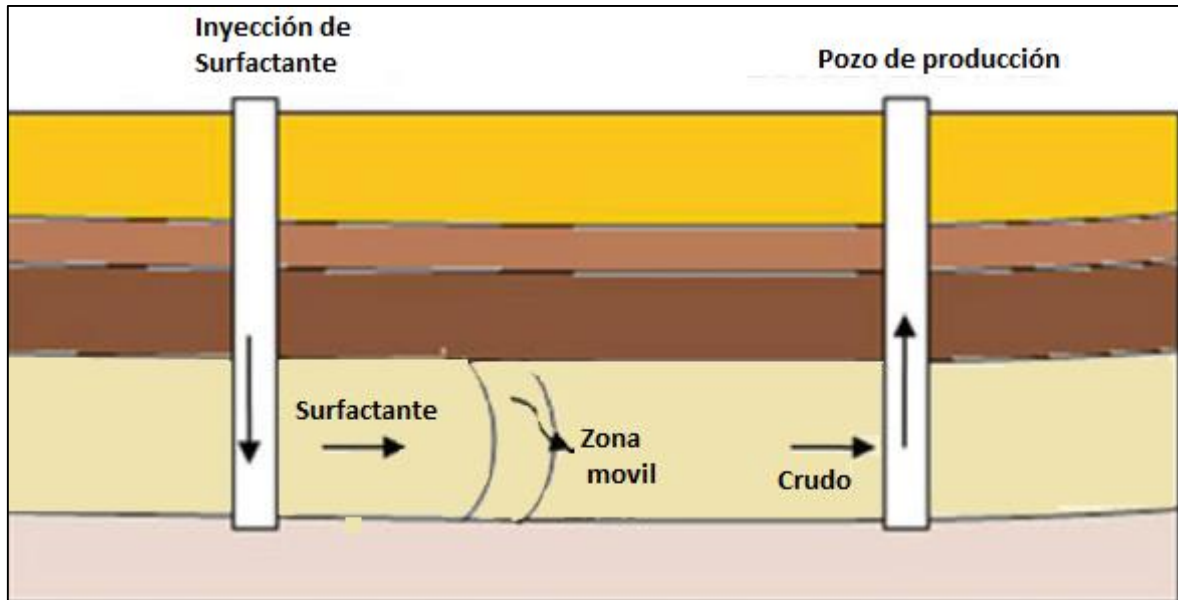


Figura 1.6 Esquema de inundación de surfactante.

Los surfactantes aniónicos son comúnmente los más usados en la EOR, ya que se caracterizan por su buena estabilidad térmica pero pobre resistencia a ambientes salinos. Su adsorción en piedra arenisca es relativamente menor que la de carbonato. (Zhang et al. 2006).

Zhang propone un agente de desplazamiento que consiste en surfactantes no iónicos y aniónicos, para mejorar la recuperación de petróleo pesado, lo que promueve la formación de una emulsión aceite en agua; resultando en la reducción de la viscosidad, aumento en la movilidad y eficiencia de barrido volumétrico, además de reducir la tensión interfacial aceite-agua; por lo que, el número capilar y la eficiencia de desplazamiento de petróleo incremento. Su investigación mostró

que el uso del agente propuesto mejoró la recuperación de petróleo en más de un 20% en comparación con inundación de agua. Por otra parte, en recientes investigaciones, se ha demostrado que los surfactantes catiónicos como bromuro de cetiltrimetilamonio (CTAB) se comportan mejor que los surfactantes aniónicos para alterar la mojabilidad de la roca de carbonato (Salehi et al. 2008). Otro estudio realizado por Guo et al., 2014 destaca una serie de surfactantes Zwitteriónico alkyl-hydroxyl-sulfobetaine (C_n HSB, $n = 12, 14, 16$ o 18) para la aplicación de EOR químicos para el campo petrolero Shengli. En su investigación mostró que C_{16} HSB y C_{18} HSB tienen una excelente actividad interfacial sobre una amplia gama de condiciones de reservorio. Concluyendo que C_{18} HSB tiene potencial para reservorios de alta temperatura y alta salinidad condiciones del campo petrolero Shengli.

Una aportación de los surfactantes es que generalmente inducen la alteración de mojabilidad y pueden influir de varias formas para mejorar la recuperación de petróleo: Hou et al., 2015 exploró el mecanismo para alterar la mojabilidad de areniscas mojadas por aceite por diferentes surfactantes, entre ellos, surfactante catiónico CTAB, surfactante no iónico TX-100 y surfactante aniónico POE fueron usados en el estudio. Con el objetivo de verificar los correctos mecanismos para la alteración de la mojabilidad mediante análisis de medidas de ángulo de contacto y pruebas de imbibición espontánea. Obteniendo mejor comportamiento el surfactante catiónico CTAB y en menor efecto el surfactante aniónico POE para alterar la mojabilidad, la cual está ligada con la recuperación. La figura 1.7 muestra las estructuras de los surfactantes usados.

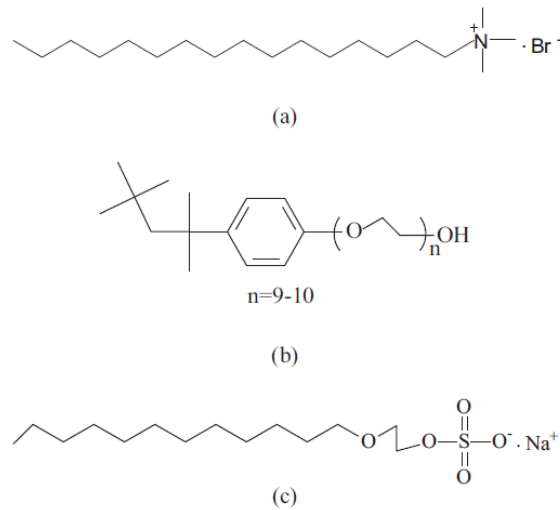


Figura 1.7 a) Estructura química de surfactante catiónico: CTAB, b) Estructura química de surfactante no iónico: TX-100 y c) Estructura química de surfactante aniónico: POE, empleados para alterar la mojabilidad en areniscas mojadas por petróleo.

Jarrahan et al., 2012 estudiaron los efectos de surfactantes catiónicos (C12TAB), surfactantes no iónicos (tritonX-100) y surfactante aniónico (SDS) para alterar la mojabilidad de rocas carbonatas. Mostrando que el surfactante catiónico C12TAB cambia la mojabilidad de la roca dolomita más eficientemente. Sin embargo, debe también de ser considerado que la pérdida de surfactante debido a la adsorción en la roca del reservorio, también debilita la eficiencia del surfactante inyectado provocando el proceso antieconómico.

También se ha reportado que las soluciones de surfactantes no son tan eficientes para mejorar la recuperación de petróleo debido a su baja viscosidad en comparación con el aceite. Sin embargo, las microemulsiones son mejores por sus propiedades únicas, cuentan con mayor viscosidad e inducen a bajar la tensión interfacial, incrementando la eficiencia de extracción de crudo.

1.3 Emulsiones: Fundamentos y Aplicaciones en EOR

El método químico, especialmente por inundación de microemulsiones, desempeña un papel importante en la técnica de recuperación de petróleo, debido a su habilidad de reducir la tensión interfacial entre el aceite y agua, así como la mojabilidad en la roca (Santanna et al. 2009; Bera et al. 2014a). El primer intento de desplazar petróleo del reservorio mediante inyección de microemulsión fue llevado a cabo en 1963 por la compañía de petróleo Marathon (Gurgel et al., 2008). La microemulsión empleada contenía salmuera, hidrocarburos, co-surfactante y alta concentración de surfactante. Las microemulsiones son mezclas transparentes y traslucidas de hidrocarburos y agua con grandes cantidades de surfactantes (Schulman et al. 1959; Stoeckenius et al. 1960).

Comúnmente los surfactantes catiónicos, aniónicos y no iónicos son usados en microemulsiones, dando propiedades fisicoquímicas diferentes. Por lo tanto, el surfactante es clave en la formación exacta de microemulsión para reducir la tensión interfacial de crudo. Un diagrama esquemático de inundación por surfactante/microemulsión se muestra en la figura 1.8.

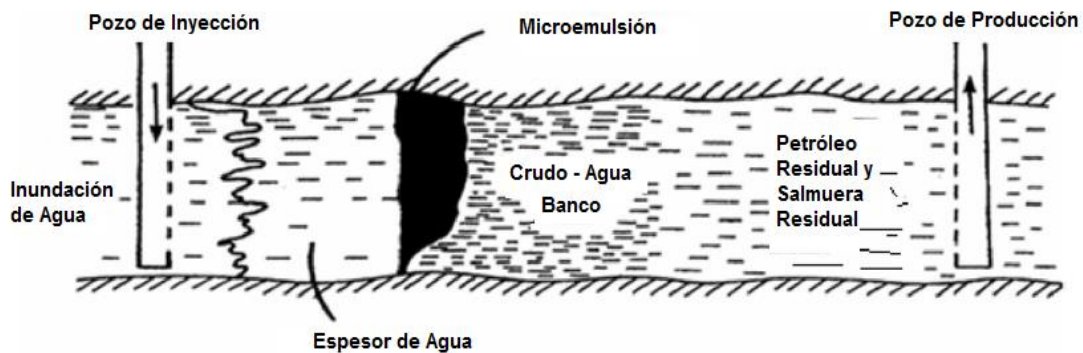


Figura 1.8 Diagrama esquemático de inundaciones microemulsión.

Existen varios tipos de emulsiones, los más comunes son: aceite en agua (O/W), agua en aceite (W/O), los cuales han sido empleadas en diferentes proyectos con el objetivo de mejorar la recuperación de petróleo de los yacimientos. Mandal et al.,

2010 investigó la eficiencia de una emulsión OW en EOR, mediante la caracterización de las emulsiones en términos de sus propiedades fisicoquímicas, distribución de tamaño de gotas de aceite dispersas en fase acuosa y pruebas de desplazamiento en núcleos de arenisca. Los resultados mostraron recuperación adicional (más de 20% de petróleo original en sitio) durante las inundación de aguas convencional. La tabla 1.6 muestra diversos estudios de surfactantes en EOR.

Tabla 1.6 Surfactantes utilizados en laboratorio para la recuperación mejorada de petróleo.

<i>Autor</i>	<i>Surfactantes</i>	<i>Descripción</i>
<i>Holm (1971)</i>	Sulfonatos de sodio (aniónicos)	Se concluyó que una microemulsión transparente se puede formar en una amplia gama de la temperatura mediante el uso de este surfactante, y la microemulsión mostró eficiencia a temperatura elevada.
<i>Verkruyse and Salter (1985)</i>	Alcoholes etoxilados (no iónicos)	La microemulsión hecha con este surfactante no no mostró el resultado deseado de recuperación de petróleo, pero redujo la tensión interfacial y mostró una alta capacidad de solubilización
<i>Healy and Reed (1977)</i>	Surfactante nonil (anionico)	Se informó de que la tensión interfacial ultrabaja entre los sistemas de microemulsión de aceite aumenta la eficiencia de recuperación de petróleo
<i>Purwono and Murachman (2001)</i>	Ligno sulfonato de sodio (aniónico)	La microemulsión formulada con el surfactante fue útil, pero la composición no está disponible por lo que el uso de esta microemulsión no siempre es posible

Existe otra clasificación de las emulsiones basada en la naturaleza de las fases involucradas. Es el sistema tipo Winsor que comúnmente indica que la emulsión puede existir en equilibrio con un exceso de crudo, exceso de agua o ambas. (Winsor 1954). Una clasificación de los sistemas de emulsión son: Winsor I, Winsor II o Winsor III (Winsor, 1948).

El Winsor I y II se refieren a dos fases en equilibrio entre una emulsión y un exceso de fase: en un sistema Winsor I, una emulsión aceite-agua (O/W) se encuentra en equilibrio con un exceso de la fase de aceite, mientras que en el sistema Winsor II una emulsión de agua-aceite (W/O) se encuentra en equilibrio con un exceso de fase acuosa. El sistema Winsor III, una emulsión bicontinua que se encuentra en equilibrio con la fase acuosa y la fase de aceite y Winsor IV, es un sistema de una sola fase en escala macroscópica, constituida por una sola microemulsión. La figura 1.9 muestra el diagrama esquemático del comportamiento de la fase Winsor de microemulsión.

En general, cambiar cualquier condición aumenta la solubilidad del surfactante en aceite y causará un cambio de Winsor I a Winsor II. Esto incluye el cambio de la estructura del surfactante, las propiedades del aceite, la salinidad salmuera, temperatura y presión, así como la adición de co-disolventes (Salager et al., 1979).

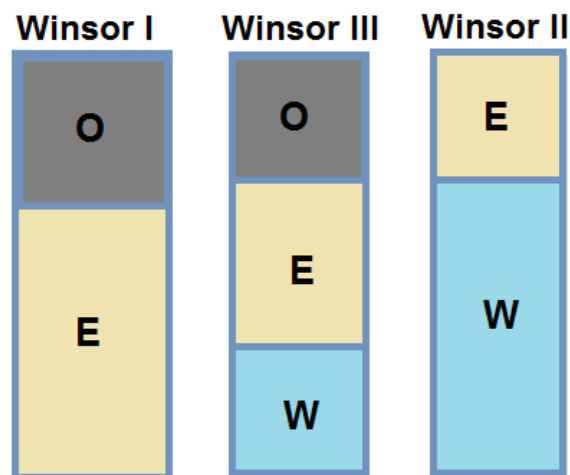


Figura 1.9 Diagrama esquemático del comportamiento de fase Winsor de microemulsión (E).

Para que la eficiencia de la microemulsión sea buena en la recuperación de petróleo, el surfactante debe ser químicamente estable. Tomando en cuenta que la retención de surfactante es un factor que afecta a la eficiencia del proceso de recuperación de petróleo por inundación de petróleo (Glover et al., 1979).

1.4 Parámetros que influyen en EOR.

Mojabilidad

Puede entenderse como la tendencia de un fluido de extenderse o adherirse a la superficie de un sólido en presencia de un segundo fluido, inmiscibles entre ellos, debe entenderse que la superficie sólida es la roca del yacimiento: arenisca, caliza o dolomita. La mojabilidad de un sistema de crudo-salmuera-roca puede tener un impacto significativo en el flujo durante la recuperación de aceite, y sobre el volumen y la distribución del aceite residual (Morrow, 1990). Muchos estudios demuestran que hay dos tipos de reservorios: mojado por agua y mojado por petróleo figura 1.10. La mojabilidad mixta fue introducida como un tipo especial de mojabilidad heterogénea por Salathiel (1973).

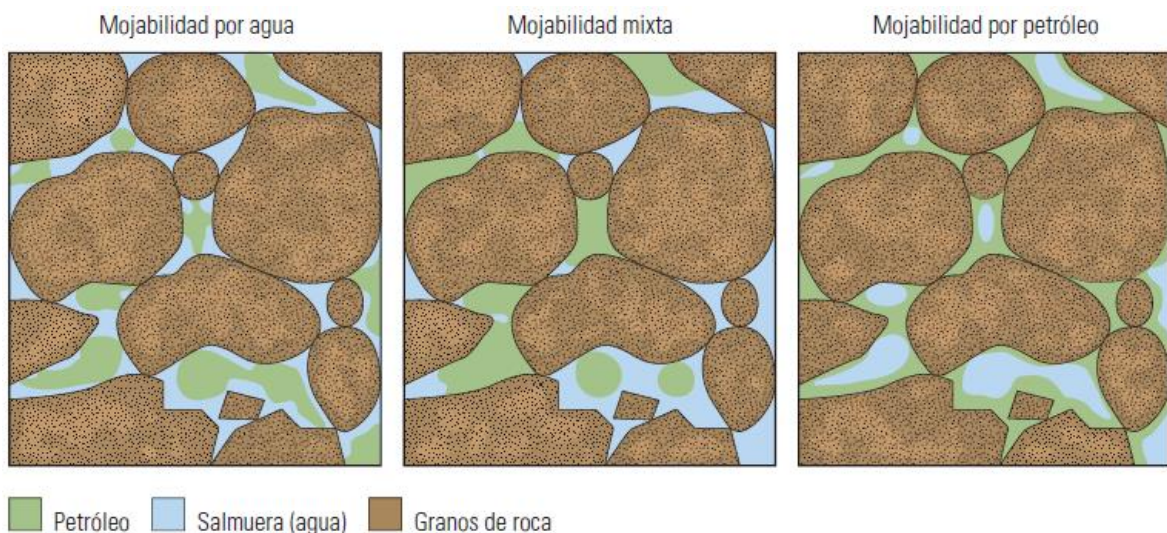


Figura 1.10 Descripción de los tipos de mojabilidad.

Hay varios métodos cuantitativos para medir la mojabilidad homogénea de depósito de medio porosos, tales como USBM (Anderson, 1986a) y los métodos Amott (Amott, 1959), así como algunos métodos cualitativos tales como los métodos de imbibición y flotación (Anderson, 1986b). Para ello, se utilizan ampliamente las pruebas del ángulo de contacto, que hace referencia a la preferencia de la superficie de la roca por alguno de los fluidos presentes, que se relaciona con las energías de superficie, por medio de la siguiente ecuación:

$A_1 = \sigma_{os} - \sigma_{us} = \sigma_{ou} \cos \theta_c$	<i>Ecuación 1</i>
---	-------------------

Donde:

σ_{os} = *energía interfacial entre el sólido y el petróleo, $\frac{dinas}{cm}$*

σ_{us} = *energía interfacial entre el sólido y el agua, $\frac{dinas}{cm}$*

σ_{os} = *tensión interfacial entre el petróleo y el agua, $\frac{dinas}{cm}$*

θ_s = *ángulo de contacto petróleo – sólido – agua, grados*

La ecuación 1 representa el balance de fuerzas que actúa en el punto de contacto de los dos fluidos con la superficie sólida, lo cual genera una tensión de adhesión A_1 como se muestra en la figura 1.11.

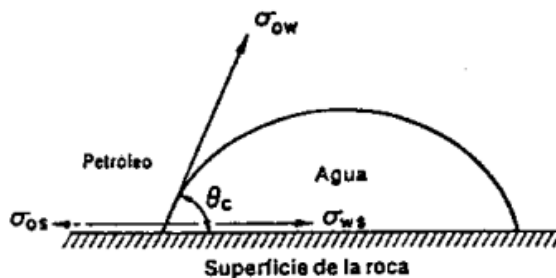


Figura 1.11 Fuerzas intersticiales entre dos fluidos inmiscibles y un sólido.

Si A_1 es positiva indica que el líquido más denso (agua) moja preferencialmente la superficie sólida y el $\theta_c < 90^\circ$. Además $\sigma_{us} < \sigma_{os}$

Si A_1 es negativa indica que el líquido menos denso moja preferencialmente la superficie sólida y el $\theta_c > 90^\circ$. Además $\sigma_{os} < \sigma_{us}$

Si A_1 es cero, indica que ambas fases tienen igual afinidad por la superficie sólida y el $\theta_c = 90^\circ$

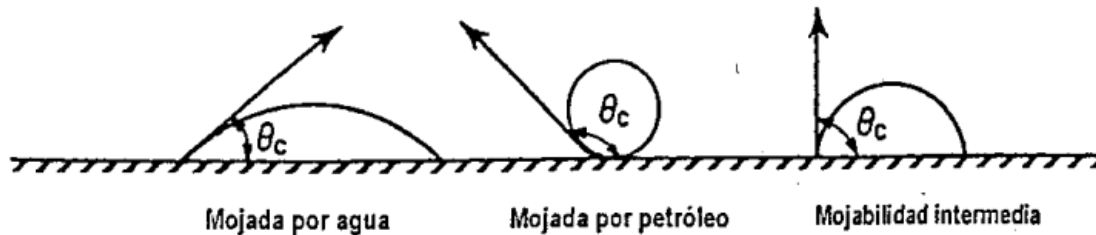


Figura 1.12 Mojabilidad en sistemas roca-sólido según SSI.

Permeabilidad

Se define como la capacidad de las rocas, para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectados. La unidad de permeabilidad es el Darcy, la cual nos dice que la velocidad de avance de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido. En su forma más simple puede escribirse:

$v = \frac{k \Delta P}{\mu \Delta L}$	Ecuación 2
---------------------------------------	-------------------

Donde:

v : velocidad aparente del flujo ($\frac{cm}{s}$)

k : permeabilidad (Darcys)

μ : viscosidad (cp)

$\frac{\Delta P}{\Delta L}$: gradiente de presión ($\frac{atm}{cm}$)

De acuerdo al número de fases fluidas presentes en el medio, existe una permeabilidad absoluta (el fluido ocupa el 100% del volumen del poro), efectiva (medida de permeabilidad correspondiente a cada fluido por la presencia de más de un fluido), y una relativa a los mismos. Los factores que afectan la permeabilidad son los mismos que afectan la porosidad: la presión de sobrecarga, el tamaño, la empaquetadura y la forma de los granos figura 1.13.

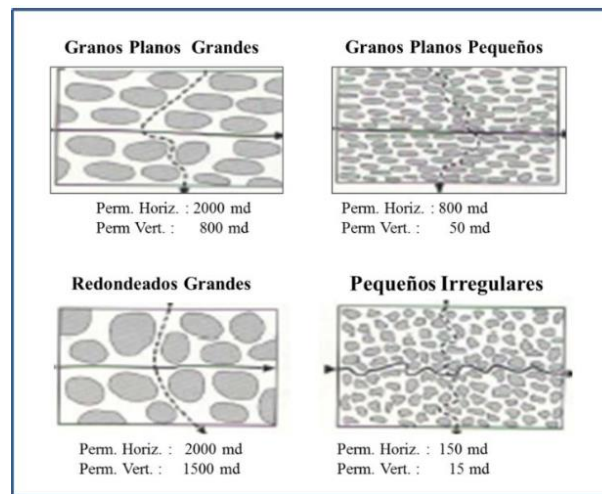


Figura 1.13 Efecto del tamaño de grano sobre la permeabilidad.

Tensión interfacial

La tensión interfacial es la energía libre de Gibbs por unidad de área y depende de las sustancias adsorbidas en la interfase. Para agua en equilibrio con una fase hidrocarburo es del orden de algunas decenas de dina/cm (o mN/m). En presencia de un surfactante se reduce generalmente a 1 o 0,1 dina/cm, pero en ciertos casos muy particulares puede llegar a 0,001 dina/cm.

Porosidad

La porosidad puede definirse como la medida de la capacidad de almacenar fluidos dentro de un cuerpo de roca (petróleo, gas). Según la historia del medio poroso y la

comunicación de sus poros, se pueden distinguir diferentes tipos de porosidad figura 1.14.

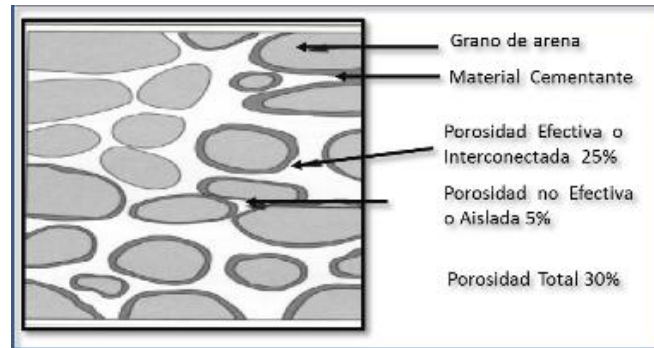


Figura 1.14 Descripción grafica de los tipos de porosidad.

Porosidad absoluta

Debe entenderse como la relación entre el volumen de poros, estén o no estén interconectados entre sí, y el volumen total del medio, expresándose como:

$\Phi_a = \frac{\text{Volumen de poros}}{\text{Volumen total del medio}} \dots$	<i>Ecuación 3</i>
---	--------------------------

O bien,

$\Phi_a = \frac{\text{Volumen total del medio} - \text{Volumen sólido}}{\text{Volumen total del medio}}$	<i>Ecuación 4</i>
--	--------------------------

Tomando en cuenta que la diferencia entre el volumen total y el volumen de sólidos de un medio poroso es igual al volumen de poros.

Porosidad efectiva

El cálculo de la porosidad efectiva sirve para cuantificar la cantidad de poros interconectados en el espacio total del medio poroso.

$\Phi = \frac{\text{Volumen de poros interconectados}}{\text{Volumen total del medio}}$	<i>Ecuación 5</i>
---	-------------------

Su importancia radica en el análisis de flujo de fluidos en medio poroso. Además existen otras clasificaciones para la porosidad como: porosidad primaria, secundaria y porosidad llena de agua.

Radio de movilidad

Se define como la movilidad delante y detrás de un frente desplazante. Si el radio es mayor que la unidad, es denominada radio no favorable debido a que el fluido desplazante tiende a evitar el contacto con el fluido desplazado. En cambio si el radio es menor que la unidad, es considerado favorable (Shunhua, 2007).

Presión capilar

Se define como la diferencia de presiones entre la fase no mojable y la mojable ecuación 6. Se relaciona con la tensión interfacial, la mojabilidad, y la curvatura de los límites entre diferentes fases homogéneas.

$P_c = P_{nw} - P_w$	<i>Ecuación 6</i>
----------------------	-------------------

Donde:

P_c: Presión capilar

P_{nw}: Presión en la fase no mojable

P_w: Presión en la fase mojable

Imbibición

La Imbibición es un proceso de flujo de fluidos en donde la saturación de la fase mojable se incrementa y la saturación de la fase no mojable se reduce. La imbibición espontánea es el proceso por el cual un fluido mojable se introduce en un medio

poroso por acción capilar. La imbibición espontánea controlada por la mojabilidad ha sido reconocida como un mecanismo significativo para la recuperación de crudo (Jadhunandan and Morrow, 1991)

CAPÍTULO II

DESARROLLO EXPERIMENTAL

2.1 Sistema de recuperación de petróleo

Se diseñó una celda experimental de acrílico de 20 x 4.4 cm. En esta se realizó el empaquetamiento de arena Ottawa que representó el medio poroso. Además, se integró un sistema de inyección de fluidos (agua, petróleo y emulsión) y de recuperación agua-petróleo y agua-petróleo-emulsión; que sirvió para realizar pruebas de desplazamiento de hidrocarburos tal como se muestra en la figura 2.1.

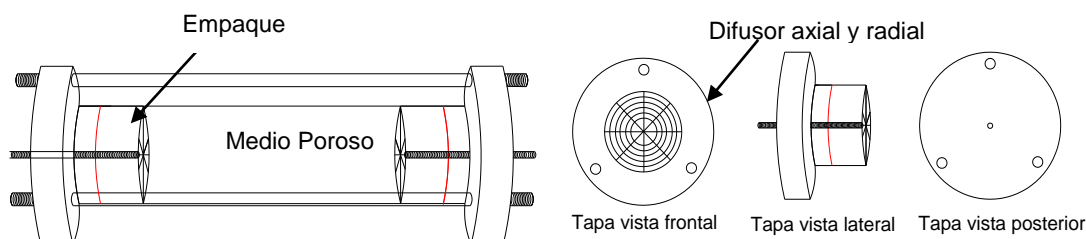


Figura 2.1 Celda experimental de almacenamiento de fluidos para pruebas de desplazamiento de petróleo en un medio poroso.

Adicionalmente, se diseñaron tapas de acero inoxidable con un sistema de difusión en dirección axial y radial, para asegurar que el fluido inyectado se difundiera a través de todos los poros del empaquetamiento de manera uniforme y no solo por la parte central.

El sistema experimental de recuperación de crudo con empaquetamiento de arena estuvo conformado de los componentes que se muestran en la figura 2.2: (1) Contenedor de fluido desplazante (agua desionizada); (2) Bomba de desplazamiento positivo marca Opto Eldex con caudal de 0.01 a 10 mL.; (3) Medidor

de presión marca Dewit de 0-60 mBar y precisión de $\pm 0.2 \%$; (4) Celda experimental; (5) Recolector de fluidos producidos; para cuantificar volumen de aceite-agua y (6) Suministro de emulsiones.

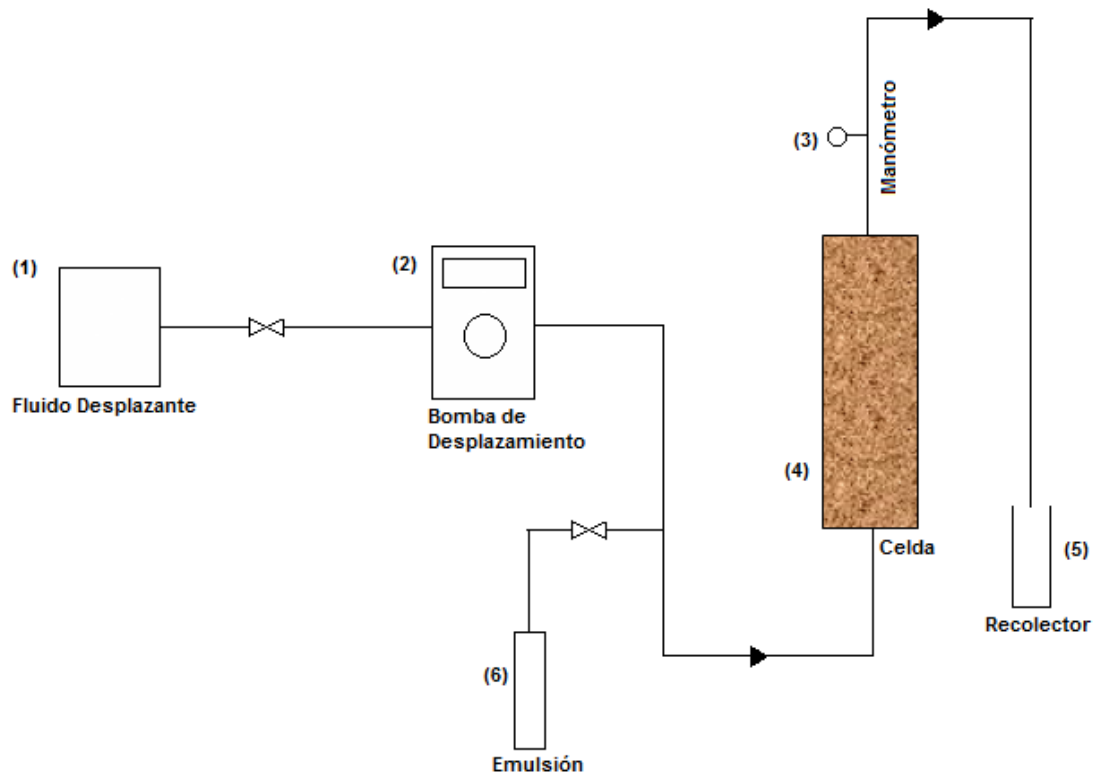


Figura 2.2 Esquema del sistema de desplazamiento de petróleo en empaquetamiento.

2.2 Preparación de las muestras

Empaquetamiento:

Los núcleos experimentales fueron formados por compactación de arena. Para ello, se tamizó arena tipo arenisca con una malla 35, para obtener tamaños de grano de aproximadamente $500 \mu\text{m}$. Con este tamaño de grano se realizó el empaquetamiento de la celda para obtener porosidad y condiciones de saturación similares. El empaquetamiento y formación de los núcleos fue hecho por método vibracional, para asegurar una correcta distribución de poros y evitar la ruptura de

los núcleos durante su saturación por la diferencia de presión. La figura 2.3 muestra las características del empaquetamiento de las celdas.



Figura 2.3 Celda experimental empleada durante las pruebas, simulando nuestro medio poroso.

Saturación:

La saturación de la celda con crudo se efectuó mediante el uso de una piseta y una bomba de vacío para saturar de manera uniforme, asegurando la mayor saturación posible. Para esto, se empleó petróleo ligero tipo ISTMO de 33.6 °API proveniente del yacimiento Activo Cinco Presidentes. Para evitar la formación de burbujas de aire dentro del sistema se satura completamente el núcleo hasta observar que el crudo comienza a drenar de manera continua por el sistema de recuperación. El volumen saturado (poroso) fue cuantificado por diferencia de peso y la porosidad conociendo el volumen poroso y el volumen total del empaquetamiento. Una vez saturada, la celda es instalada en el sistema experimental descrito anteriormente. Todas las pruebas se llevaron a cabo por triplicado.

2.3 Caracterización de la arena tipo arenisca

Se realizó el análisis de la arena Ottawa mediante Microscopía Electrónica de Barrido (SEM o MEB y EDS) con el uso de un microscopio electrónico de barrido marca Leica modelo Stereoscan 440 de fuente termoiónica con filamento de tungsteno para conocer las propiedades del núcleo, tales como composición, tamaño de grano y morfología.

2.4 Preparación de emulsiones

Para la preparación de emulsiones tipo aceite en agua (O/W) fue necesario el uso de un emulgente, el cual tuvo la función de incorporar y distribuir la fase dispersa en la fase continua, formándose la emulsión. Se eligieron los emulgentes con el balance hidro-lipofílico (HLB), mayor de 14, para promover de formación de emulsión oleoacuosa tipo Winsor 1. En este trabajo fueron usados emulgentes derivados de nonilfenolpolietoxietanol como IGEPAL® CO-890, IGEPAL® CO-720 (Aldrich). La fase continua de la emulsión fue agua bidestilada.

La fase dispersa fue conformada por: 1) crudo mexicano con 20 °API a 15.6 °C y viscosidad de 0.935 a 20 °C y con el índice de refracción 1.65; 2) mezcla de aceites grasos vegetales con el índice de refracción 1.47. La fase hidrofóbica tenía propiedades como: insolubilidad en agua y ser líquida a temperatura ambiente.

El proceso de elaboración de las emulsiones se llevó a cabo siguiendo la metodología por dispersión mecánica usando el equipo *ULTRA TURRAX® T25 Basic* (Figura 2.4). El procedimiento consistió en una emulsificación directa con una concentración de 3 % de emulgente, generando una relación en peso fase hidrofóbica/emulgente de 70/2 y agregando agua bidestilada hasta 100 mL. En un reactor de vidrio provisto de un agitador magnético se disolvieron 1.5 g (3 %) de emulgente correspondiente en 13.5 mL de agua bidestilada. La mezcla se mantuvo en agitación constante a temperatura ambiente por 1 hora. A la disolución acuosa

se le adicionó 35.0 g (70 %) de la fase hidrofóbica gota a gota, mientras que se realizaba la dispersión mecánica con el equipo *ULTRA TURRAX® T25 Basic* durante un tiempo de 10 min con velocidad de corte de 16000 rpm. La figura 2.4 ejemplifica dicho procedimiento.



Figura 2.4 ULTRA TURRAX® T25 Basic.

Las emulsiones preparadas se analizaron con el equipo Malvern AccuSizer 780 (Figura 2.5) que contaba con un medidor de la distribución de tamaño de partículas por difracción de láser.

El uso de este instrumento se debió a su alta precisión debido a que produce distribuciones puntuales del tamaño de partículas, además en el intervalo de medición de 0.02-2,000 μm y cuenta con dos celdas, una para dispersiones húmedas (Hydro2000S) y otra para secas (Scirocco).



Figura 2.5 Difractómetro láser Malvern.

2.5 Pruebas de desplazamiento

Inyección de agua y emulsiones:

Las pruebas de desplazamiento se llevaron a cabo mediante inyección de agua desionizada (recuperación secundaria) con un flujo de 3 mL/min a condiciones de temperatura ambiente, $25^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$. Este proceso fue concluido cuando la recuperación de aceite era despreciable; prácticamente nula. El factor de recuperación se evaluó mediante un balance de materia.

Para la reactivación de la recuperación de crudo, se emplearon tres emulsiones tipo Winsor I denominadas G1, G2 y G3, las cuales fueron inyectadas al 1.76%, 1.18% y 1.18 % en peso respectivamente. Este proceso se realizó hasta que se detuvo nuevamente la recuperación de aceite y no se observaron cambios en el volumen de crudo recuperado. Se analizó el factor de recuperación de aceite residual mediante un balance de materia y se evaluó la efectividad de dichas emulsiones en medios porosos de tipo sílice.

Captura de Imágenes:

Una vez finalizadas las pruebas de desplazamiento se procedió a la extracción del empaque y se realizaron cortes transversales (tres cortes a la misma distancia), para observar los patrones de desplazamiento del agua y la distribución del medio petróleo-agua; así como en la cara de entrada y salida del empaquetamiento. La captura de imágenes se realizó con una cámara fotográfica Canon modelo Powershot G12, obteniendo imágenes de alta resolución.

CAPÍTULO III

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 Caracterización de arena y emulsiones

La arena empleada en este trabajo fue caracterizada con la finalidad de conocer su composición química y morfología. La figura 3.1 (a) muestra dos señales intensas que corresponden a los elementos oxígeno y sílice, principales elementos de la composición química del arena empleada. En la figura 3.1 (b), se puede observar una distribución homogénea de los granos de área con una morfología irregular por la colocación aleatoria de los granos.

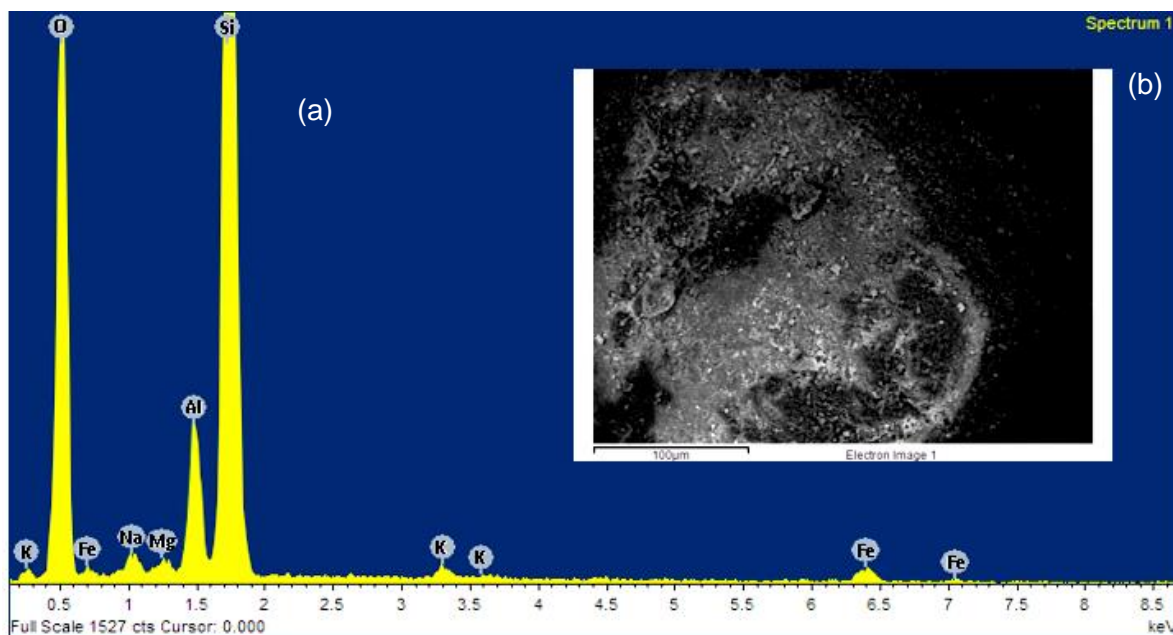


Figura 3.1 (a) Análisis químico del área empleada por EDS y (b) distribución de la arena.

En la tabla 3.1 se reporta la composición química de la arena usada en el presente trabajo confirmándose que la arena Ottawa es tipo silica con composición muy similar a la zona de estudio.

Tabla 3.1 Composición química de arena empleada en las pruebas de desplazamiento de petróleo.

Elementos	% p/p
Oxígeno	60.32
Aluminio	4.34
Silicio	31.63
Sodio	0.92
Magnesio	0.38
Potasio	0.51
Fierro	1.89

En la figura 3.2 se muestra la micrografía de los granos de arena empleados, con un tamaño promedio de 500 μm . La característica particular es que poseen en promedio formas redondas e irregulares (figura 3.2 a), esta característica dará origen a la formación de diferentes tipos de gargantas donde el crudo atrapado deberá de ser desplazado. La figura 3.2 (b) muestra un acercamiento a X120 confirmando la heterogeneidad del tamaño de grano como su posible distribución en el núcleo formado.

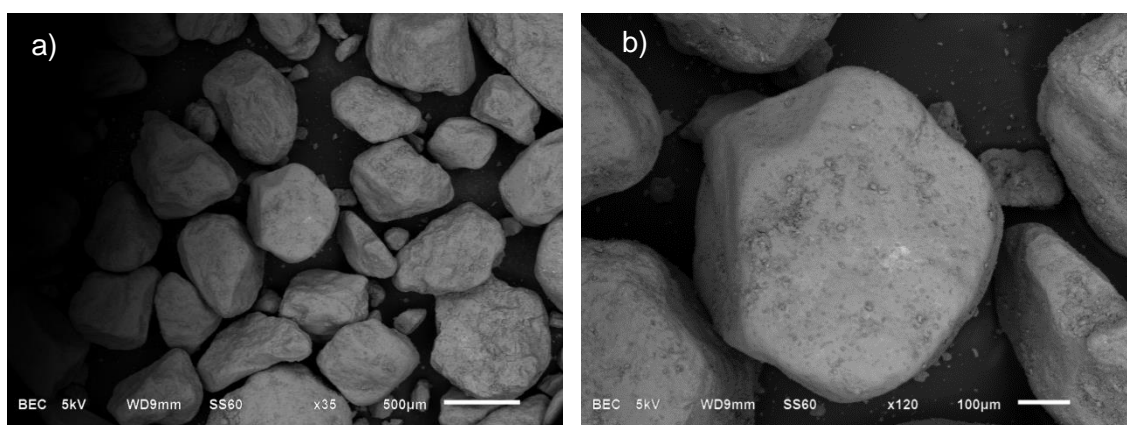


Figura 3.2 Tamaño y morfología de los granos de arena empleados durante las pruebas de desplazamiento.

A partir de la distribución de tamaños de gota se calculó el tamaño de las gotas en las emulsiones empleadas G1, G2 y G3. El parámetro más importante que se utilizó en el presente estudio fue el Diámetro de Sauter ($D_{3,2}$), el cual representa el valor medio del diámetro de las partículas basado en la relación volumen-superficie de la partícula. Este parámetro puede calcularse con la ecuación 7:

$D_{3,2} = \frac{\sum_{i=1}^N n_i \cdot d_i^3}{\sum_{i=1}^N n_i \cdot d_i^2}$	Ecuación 7
---	-------------------

Donde: n_i ; es el número de partículas de un determinado tamaño de diámetro d_i

La importancia de conocer el número de diámetro de Sauter se debió a que proporciona información indirecta sobre la estabilidad de una emulsión, donde un número pequeño corresponde a la emulsión más estable. La figura 3.3 y 3.4 muestra la distribución del tamaño de partícula de las emulsiones G1 y G2.

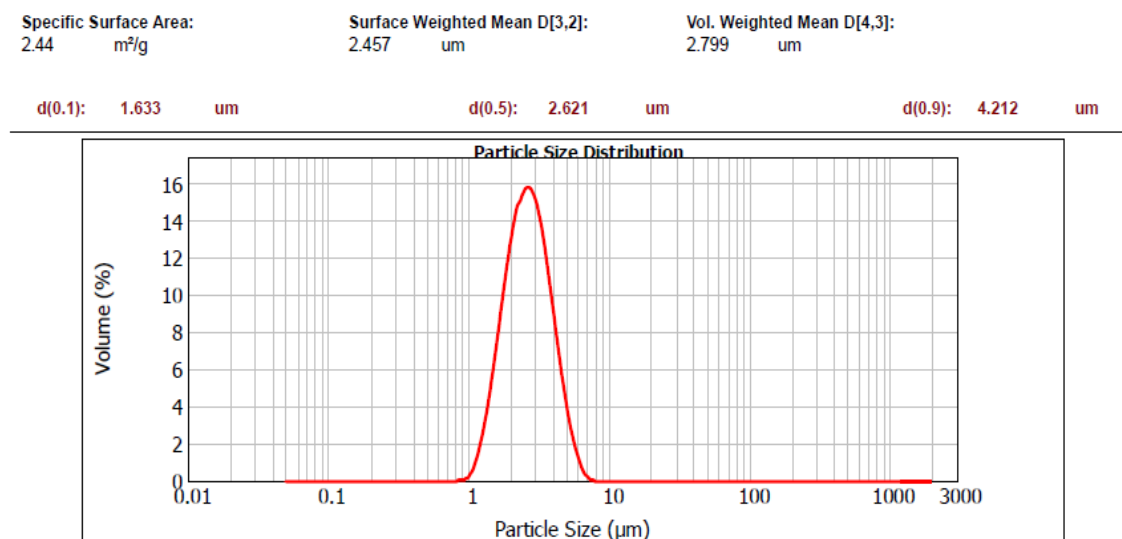


Figura 3.3 Distribución de tamaño de gota en la emulsión base petróleo para G1.

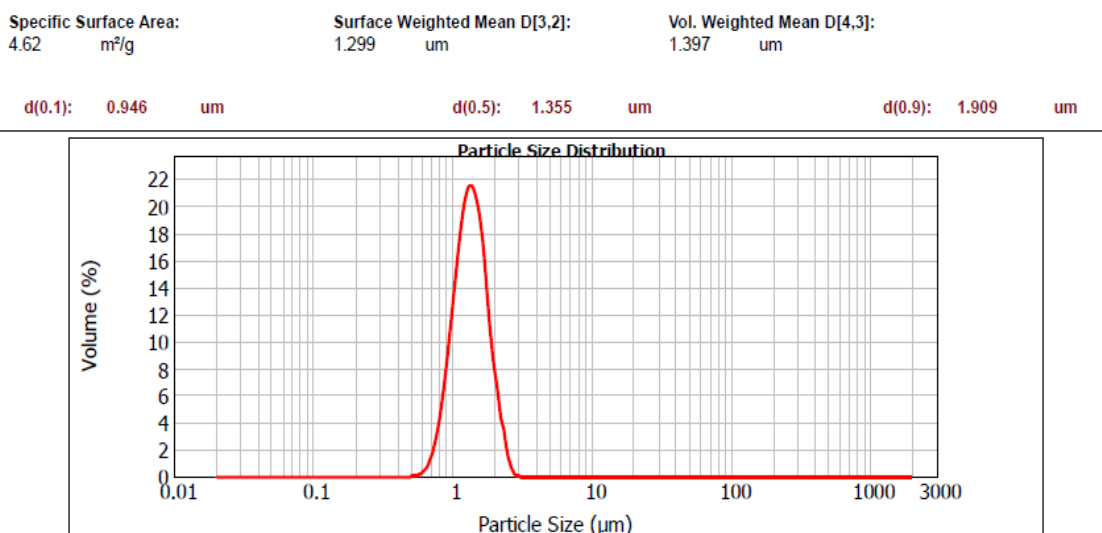


Figura 3.4 Distribución de tamaño de gota en la emulsión base ácidos grasos vegetales para G2.

La tabla 3.2 reporta los valores del diámetro de Sauter, así como la distribución promedio del tamaño de partícula. Los bajos valores Sauter tienen relación con la estabilidad de las emulsiones empleadas, cuya estabilidad fue superior a 6 meses desde su preparación. Adicionalmente de acuerdo al censado por dispersión de laser a 10% (D.1), 50% (D.5) y 90%(D.9) del volumen total analizado, el tamaño de partícula de las emulsiones presenta variaciones significativas, siendo G2 la que posee menor diámetro de Sauter y distribución de tamaños de partícula. Sin embargo los valores de la tabla 3.2 hacen suponer que las emulsiones podrán atravesar las gargantas de poros para reactivar la recuperación de crudo, sin propiciar un taponamiento de gargantas.

Tabla 3.2 Medición de diámetro de partícula de las emulsiones.

Emulsión	Diámetro de Sauter, μ	D(0.1), μ	D(0.5), μ	D(0.9), μ
G1	2.455	1.633	2.621	4.212
G2	1.299	0.496	1.355	1.909
G3	1.872	0.936	1.239	1.376

3.2 Recuperación secundaria

La tabla 3.3 a 3.5 muestra las características físicas de empaquetamiento, por ejemplo se observa que el volumen total a empacar es mismo, sin embargo, una vez empacada la celda, el peso del empaque con arena varía como se observa en la tabla 3.3 a 3.5. Para la tabla 3.3 la diferencia en peso máximo y mínimo fue de 169 g y 177 g con respecto al peso de 2223 g (celda 2). Al realizar el mismo análisis para la tabla 3.4 y 3.5, se obtuvo que la diferencia máxima peso fue de 177 g y el mínimo de 30 g siendo la referencia la celda 2. Para la tabla 3.5 la máxima diferencia fue de 168 g y la mínima de 1 g siendo la referencia la celda 2. En ambas tablas el peso del empaque saturado corresponde a la etapa final de saturación de arena con crudo observándose de igual forma variaciones en pesos. Para conocer el volumen poroso se utilizó la siguiente fórmula:

$V_p = \frac{\text{Peso del crudo en la celda empacada}}{\text{densidad del crudo}}$	Ecuación 8
--	-------------------

De este cálculo se obtuvo que el porcentaje de porosidad varía entre las celdas empleadas, estas variaciones son atribuidas a la distribución de los granos de arena de acuerdo a su forma y tamaño. Finalmente la porosidad representa el volumen de espacio que ocupara el crudo en los núcleos formados con arena.

Tabla 3.3 Características de empaquetamientos para determinación de porosidad mediante diferencia de peso para G1 al (1.76%).

No. Prueba	Diámetro (cm)	Longitud del empaque (cm)	Volumen total del empaque (cm)	Peso del empaque seco (g)	Peso del empaque saturado (g)	Volumen poroso (cm ₃)	Porosidad %
1	5.08	16	243.28	2392	2468	91.56	37.63
2	5.08	16	243.28	2223	2287	64	26.30

3	5.08	16	243.28	2400	2476	91.56	37.63
---	------	----	--------	------	------	-------	-------

Tabla 3.4 Características de empaquetamientos para determinación de porosidad mediante diferencia de peso para G2 al (1.8%).

No. Prueba	Diámetro (cm)	Longitud del empaque (cm)	Volumen total del empaque (cm)	Peso del empaque seco (g)	Peso del empaque saturado (g)	Volumen poroso (cm ₃)	Porosidad %
1	5.08	16	243.28	2223	2278	66.26	27.23
2	5.08	16	243.28	2400	2471	85.54	35.16
3	5.08	16	243.28	2193	2260	80.7	35.38

Tabla 3.5 Características de empaquetamientos para determinación de porosidad mediante diferencia de peso para G3 al (1.76%).

No. Prueba	Diámetro (cm)	Longitud del empaque (cm)	Volumen total del empaque (cm)	Peso del empaque seco (g)	Peso del empaque saturado (g)	Volumen poroso (cm ₃)	Porosidad %
1	5.08	16	243.28	2393	2460	80.72	33.17
2	5.08	16	243.28	2392	2465	87.95	36.15
3	5.08	16	243.28	2224	2287	75.90	31.19

La figura 3.5 muestra el volumen de crudo saturado en las celdas empleadas, la cantidad de volumen de crudo atrapado en los poros varía debido a la no uniformidad de espacio entre ellos. Estas variaciones también han sido reportadas en prueba realizados con otro tipo de materiales de empaquetamiento (arena, núcleos de roca, partículas de vidrio, etc. Kingal et al., 2013. menciona que en un medio poroso heterogéneo las propiedades de las rocas como porosidad y permeabilidad pueden variar de un lugar a otro.

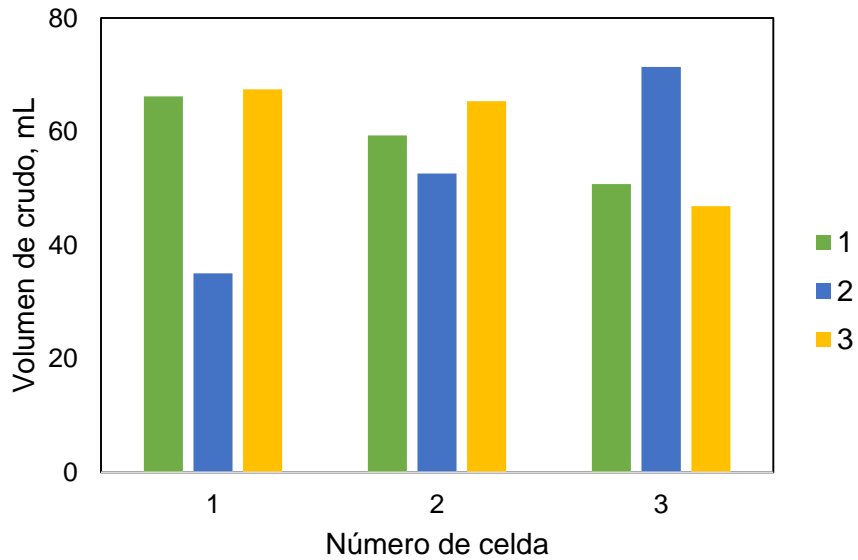


Figura 3.5 Volumen de crudo inicial en las celdas empleadas.

La figura 3.6, presenta los resultados obtenidos de la etapa de recuperación secundaria con inyección de agua desionizada a flujo de 3.0 mL/min, obteniéndose la mayor recuperación de crudo en celda 2 de la prueba 3 (72 mL), de igual forma el menor volumen recuperado corresponde a la celda 2 de la prueba 1 (32 mL).

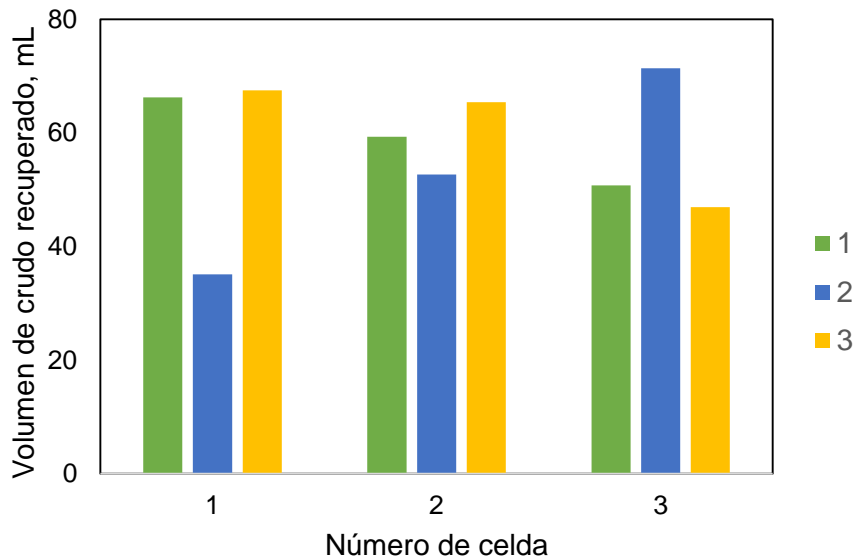


Figura 3.6 Resultados obtenidos de la etapa de recuperación secundaria para todas las pruebas.

En las figuras 3.7 a 3.9 se observa que el porcentaje de recuperación secundaria es variable para cada prueba, el cual, se puede deber a las características de empaquetamiento, resaltando que durante este proceso se usó el mismo tipo de arena, velocidad de vibración y longitud de empaque. En dichas figuras se observa altos porcentajes de recuperación secundaria; superiores a los establecidos en bibliografía, de 25 a 30% (Blunt et al. 1993). Si considerando que los granos de arena están bien distribuidos y su forma son ligeramente redondos, entonces se tendrá en el empaquetamiento una porosidad en el rango de 30 a 40%. Si se toma en cuenta que este parámetro está relacionado con la permeabilidad, entonces habrá desplazamiento de la mezcla petróleo-agua. En las figuras 3.7 a 3.9 se observa rangos del 45 al 89% en la recuperación secundaria, este proceso está relacionado con la geometría del poro, distribución de fluido y saturación. Además el porcentaje de recuperación también es afectado por la posición de la celda experimental ya que el efecto de la gravedad no es despreciable en un yacimiento horizontal o en un yacimiento vertical. En el espesor del yacimiento modelado en la celda experimental se puede producir una segregación gravitacional con una mayor saturación en la parte superior. Esto significa que las condiciones cambian a lo largo de un eje vertical. Además de considerar que la mayoría de los yacimientos presentan heterogeneidades, zonas más o menos permeables, no penetrando el fluido desplazante en zonas donde la permeabilidad es baja, por ello, en ciertas zonas generaran caminos preferenciales.

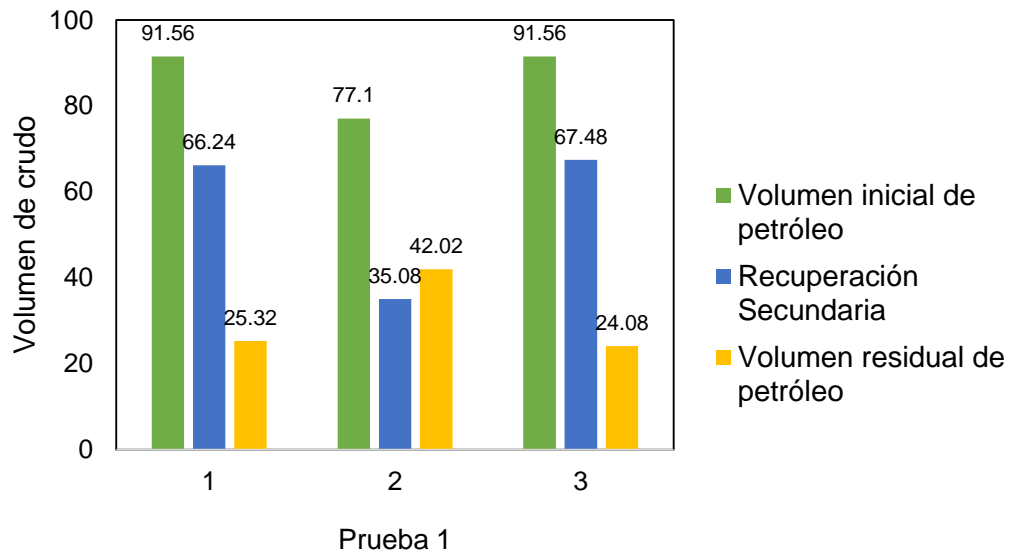


Figura 3.7 Resultados de la recuperación secundaria con 3 mL/min de agua para la prueba 1.

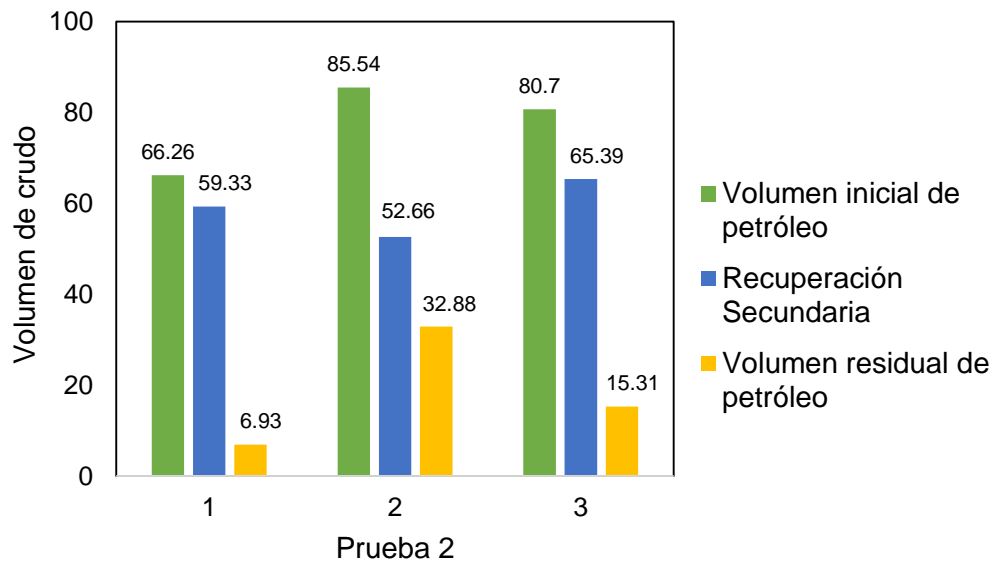


Figura 3.8 Resultados de la recuperación secundaria con 3 mL/min de agua para la prueba 2.

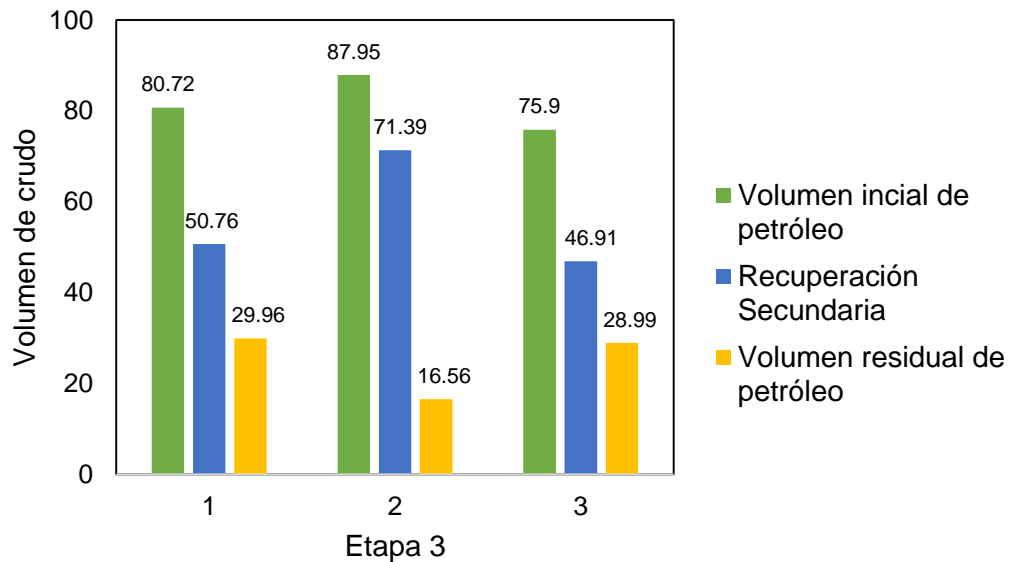


Figura 3.9 Resultados de la recuperación secundaria con 3 mL/min de agua para la prueba 3.

3.3 Recuperación terciaria

La figura 3.10 muestra el comportamiento de las dos etapas de recuperación de crudo, secundaria y terciaria. En la zona de recuperación secundaria se observa que la mayor recuperación de crudo se obtiene aproximadamente a los 20 min de inyección de agua desionizada. Este fenómeno está relacionado con el efecto de flujo pistón que ejerce el agua, porque una vez que el sistema es inundado se origina la separación de las fases involucradas por diferencia de densidad. Durante este proceso los fenómenos de mojabilidad, permeabilidad, porosidad, tensión interfacial, presión y gravedad están involucrados por la formación de caminos preferencias del agua los cuales desplazarán el crudo. Sin embargo, como se observa en la misma figura aproximadamente a 100 min de inyección de agua la velocidad de recuperación de crudo disminuye drásticamente, debido a que el agua ha salido por la zona de recuperación y la no hay nueva formación de caminos preferencias. Este comentario es confirmando al final de la etapa secundaria

aproximadamente 540 min de inyección de agua, donde se finalizó la recuperación debido a cantidades importante de agua.

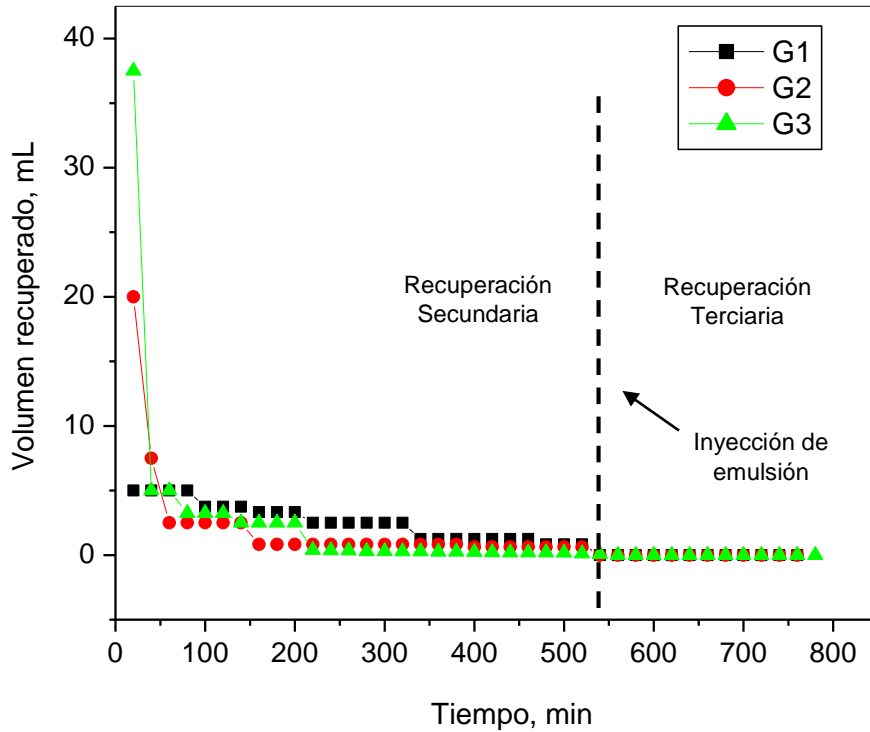


Figura 3.10 Etapas de recuperación de crudo a 3 mL/min de agua.

Para reactivar la recuperación de crudo residual mostrado en las figuras 3.8 a 3.9 se procedió a dar inicio a la etapa de recuperación terciaria, con el uso de las emulsiones denominadas G1, G2 y G3. Estas fueron inyectadas un volumen 5 mL dentro del sistema. Es por ello, que la recuperación terciaria inicia aproximadamente a los 540 min. Como se observa claramente la emulsión no logro reactivar la recuperación residual de crudo como confirma el comportamiento asintótico en el intervalo 540 min > tiempo, min < 780 min. Una explicación puede ser que la cantidad de emulsión es pequeña en comparación al volumen total del sistema, pero además, considerando el tamaño de poro del núcleo con respecto al tamaño de gota, está

pasa libre libremente por los diferentes tipos de gargantas de poros como se muestra en la figura 3.11.

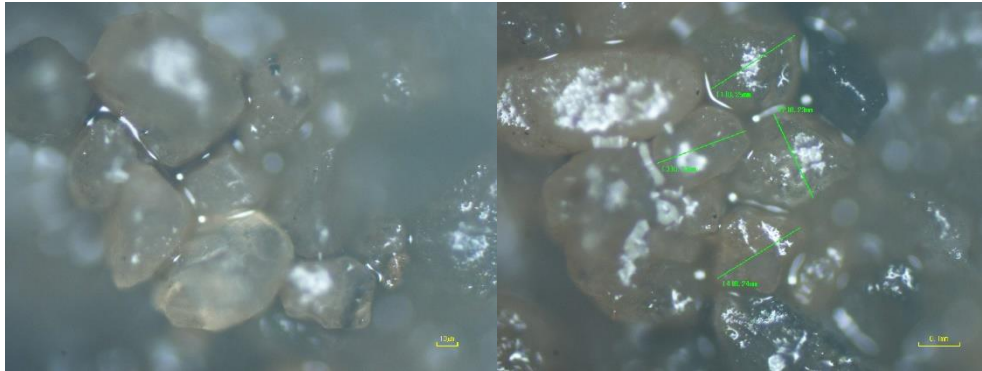


Figura 3.11 Distribución del crudo entre los granos de arena Ottawa.

La figura 3.12 muestra la distribución del crudo durante la etapa de recuperación terciaria, estas imágenes corresponden a la zona de entrada (a), intermedia (b) y salida (c). Esta cronología de imágenes da una idea del desplazamiento del agua en el núcleo de arena. En la figura 3.12 (a) se observa un completo barrido del crudo, esta imagen soporta nuestra sugerencia de la formación de un flujo tipo pistón, por ello, la zona está casi libre de crudo. Mientras que la figura (b) presenta dos zonas: una barrida por agua y otra con crudo atrapado. Estas dos zonas se deben a que, como menciona anteriormente, el agua ya forma caminos preferenciales, los cuales no fueron re-direccionados por la emulsión, por ello, se tienen zonas con crudo residual, donde los fenómenos de mojabilidad, permeabilidad y tensión interfacial en los poros no son alterados. Finalmente, la figura (c) representa la zona superior de la celda, donde se aprecia la presencia de crudo residual en la periferia del núcleo, dando la impresión de un anillo, pero la zona central presenta un barrido homogéneo. Durante esta etapa los fenómenos de capilaridad y mojabilidad no tienen presencia significativa, predominando principalmente el gradiente de presión.

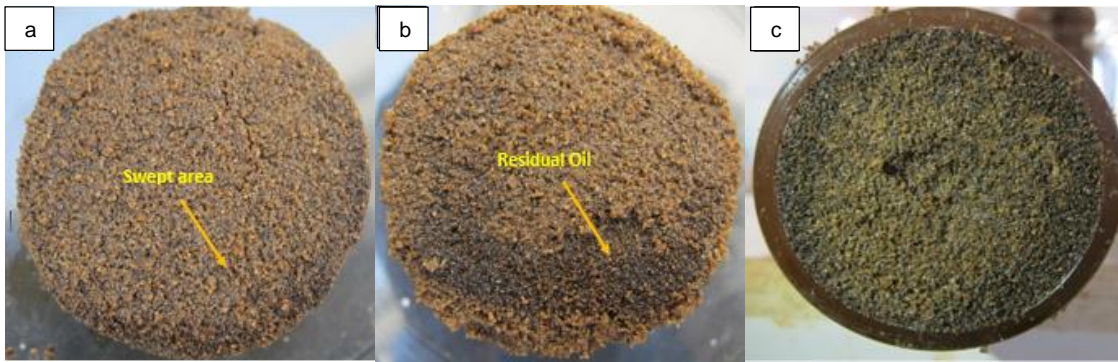


Figura 3.12 Distribución de petróleo durante la recuperación terciaria de hidrocarburo.

Teoria del Sistema

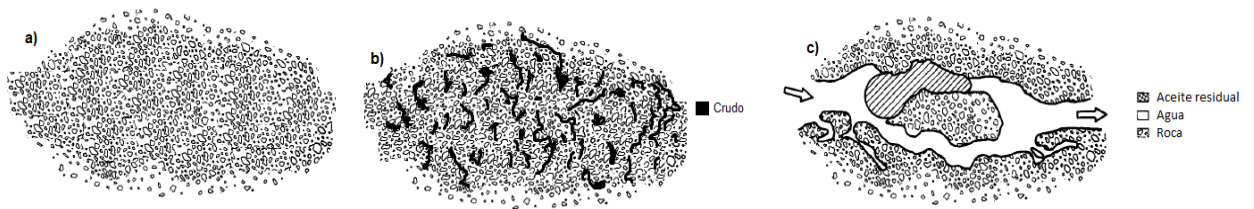


Figura 3.13 Distribución de fluidos.

En la figura 3.13 a) se consideró que la distribución de los granos de arena no presenta uniformidad, provocando zonas más o menos permeables, b) se consideró una distribución de petróleo dependiente de la geometría y las gargantas de los poros, c) se consideró que conforme el petróleo es desplazado por agua, el flujo de petróleo no es continuo y este se rompe en forma de gotas microscópicas, estas gotas microscópicas quedan atrapadas y son retenidas en arreglos de poros por las fuerzas superficie-tensión de forma que el agua fluye por caminos no bloqueados por petróleo y se vuelve inútil seguir adicionando agua al yacimiento.

Considerando que hay que vencer las fuerzas capilares que atrapan el crudo, se aplicó el uso de emulsiones figura 3.14. Los resultados obtenidos durante la recuperación terciaria, confirma que las emulsiones empleadas no bloquearon los canales de agua y por ello, la cantidad de producción de agua fue significativa. Se considera las fuerzas causantes del movimiento de fluidos.

- ❖ Fuerza de presión
- ❖ Fuerza de empuje y gravitacional
- ❖ Fuerzas capilares

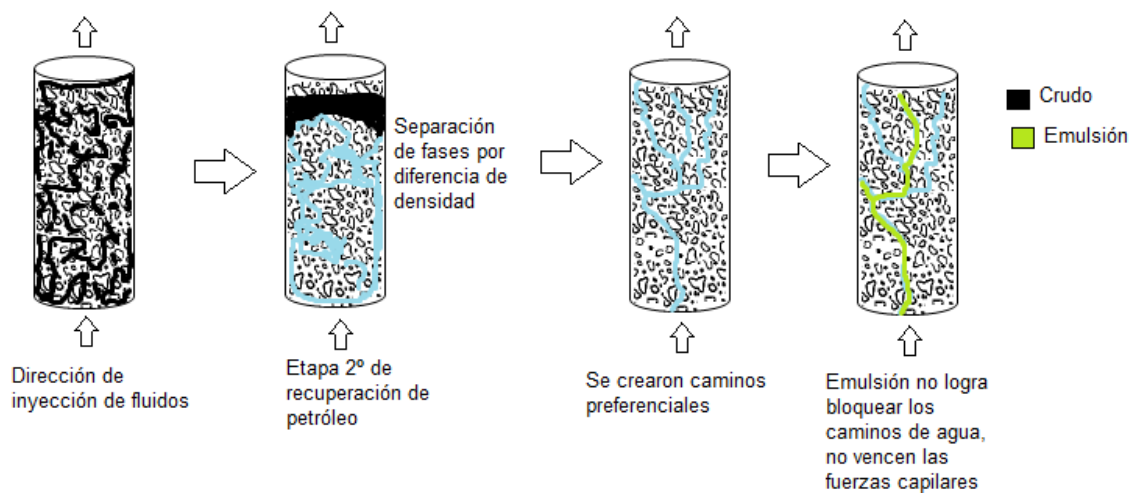


Figura 3.14 Desplazamiento de fluidos en pruebas experimentales.

CONCLUSIONES

- 1.- El proceso de empaquetamiento de los núcleos con arena Ottawa fue similar en todos los casos, confirmado con el cálculo del porcentaje de porosidad.
- 2.- La saturación de la celda con crudo ligero tipo Istmo presento volumen variables los cuales fueron atribuidos a la distribución y colocación de los granos de arena.
- 3.- El número de Sauter confirmo la estabilidad de las emulsiones y además el tamaño de gota fue menores al tamaño del grano de arena.
- 4.- La recuperación secundaria fue mayor a los reportados en literatura, para el estudio se aprecia porcentajes dentro del rango de 45 a 89%.
- 5.- La recuperación de crudo residual fue nula en la etapa de recuperación terciaria, debido al volumen empleado de emulsión y velocidad de flujo.
- 6.- La posición de la celda en el sistema experimental influyo en la recuperación secundaria y terciaria, debido a la influencia de densidad de crudo-agua.

RECOMENDACIONES

El presente trabajo fue realizado en celdas experimentales empacadas con arena tipo silicie, como se ha reportado en diferentes trabajos. Sin embargo, la posición de celda se ha ocupado en forma horizontal, con el objetivo de eliminar los efectos de la gravedad. En este trabajo se trató de realizar la experimentación más cercana la realidad, donde se utiliza un pozo de inyección y uno de recuperación, por tal motivo, todas la variables que afectaran el proceso de recuperación fueron consideradas. Para poder confirmar que la emulsión probablemente reactive la recuperación de crudo residual, se recomienda cambiar el sistema experimental como es: orientación de la celda, velocidad de inyección y volumen de inyección de emulsión. O bien, hacer un cambio de la entrada y salida de fluidos.

REFERENCIAS

Akstinat, M., 1981. *Surfactants for EOR Process in High-Salinity Systems: Product Selection and Evaluation*, in *Enhanced Oil Recovery*, F.J. Fayers (ed.) New York: Elsevier..

Amott, E., 1959. *Observations relating to the wettability of porous rock*. Petroleum Transactions 216, 156-162.

Anderson, W., 1986a. *Wettability literature survey-Part 1: Rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wettability*. Journal of Petroleum Technology 38, 1125-1144.

Anderson, W., 1986b. *Wettability literature survey-Part 2: Wettability measurement*. Journal of Petroleum Technology 38, 1246-1262.

Auvray, L., Cotton, JP., Ober, R., Taupin, C., 1984. *Structure and phase equilibria of microemulsions*. J Phys 45, 913–925. Poner la bibliografía uniforme como esta, el nombre de la revista debe de ir abreviada.

Batanoney, M., Moghny, A., & Ramzi, M., (1999). *The Effect of Mixed Surfactants on Enhancing Oil Recovery*. J Surfactants Deterg, 2, 201-205.

Bera, A., Kumar, T., Ojha, K., Mandal, A., 2014a. *Screening of microemulsion properties for application in enhanced oil recovery*. Fuel 121,198–207.

Bidner, M., 2001. *Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo. Argentina: Universidad de Buenos Aires*.

Comisión Nacional de Hidrocarburos (2010). *Factores de recuperación de aceite y gas en México*. Documento técnico 1 (DT-1).

Comisión Nacional de Hidrocarburos (2011). *La Tecnología de Exploración y Producción en México y en el Mundo: Situación Actual y Retos*. Documento Técnico 2 (DT-2).

Comisión Nacional de Hidrocarburos: *El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada*.

Donaldson, EC., Chilingarian, GV., Yen, TF., 1989. *Enhanced oil recovery, II, Processes and Operations*. Elsevier publications, ISBN 978-0-444-42933-9 England.

Glover, FDS., Santanna, VC., Barros, N., 1979. *Surfactant phase behavior and retention in porous media*. Soc Pet Eng J 19,183–193.

Green, D., and Willhite, G., 1998. *Enhanced oil recovery*, SPE Textbook Series vol.6, USA.

Green, D., and Willhite, G., 1998. *Enhanced Oil Recovery*, SPE textbook seires vol.6, USA.

Guo, S., Wang, H., Shi, J., Pan, B., & Cheng, Y., 2015. *Synthesis and properties of a novel alkyl-hydroxyl-sulfobetaine zwitterionic surfactant for enhanced oil recovery*. J Petrol Explor Prod Technol 5, 321- 326.

Gurgel, A., Moura, M., Dantas, T., Barros, N., Dantas, N., 2008. *A review on chemical flooding methods applied in enhanced oil recovery*. Braz J Pet Gas 2,83–95.

Gurgel, A., Moura, M., Dantas, T., Barro N., Dantas N., 2008. *A review on chemical flooding methods applied in enhanced oil recovery*. Braz. J. Pet. Gas 2, 83–95.

Healy, R., Read, R., Stenmark, D.G., 1976. *Multiphase microemulsion system*. Soc Pet Eng J 261, 147–160.

Healy, R., and Reed, R., 1974. *Physicochemical Aspects of Microemulsion Flooding*. SPEJ.

Holm, L., 1971. *Use of soluble oils for oil recovery*. J Pet Technol 23, 1475–1483.

Hou, B., Wang, Y., Huang, Y., 2015. *Mechanistic study of wettability alteration of oil-wet sandstone surface using different surfactants*. Appl Surf Sci, 330, 56 – 64.

Instituto Mexicano del Petróleo (2011). *El petróleo. Recuperado de <http://www.imp.mx/petroleo/?imp=tipos>*.

Jadhunandan, P., Morrow, N., 1991. *Spontaneous imbibition of water by crude oil-brine-rock systems*. In Situ 15(4), 319-345.

Jarrahiana, Kh., Seiedi, O., Sheykhani, M., Vafaie, M., Ayatollahi, Sh., (2012). *Wettability alteration of carbonate rocks by surfactants: A mechanistic study*. Colloid Surface 410, 1– 10.

Kinjal, R., Manoj, N., Twinkle, R., 2013. *A mathematical model of imbibition phenomenon in heterogeneous porous media during secondary oil recovery process*. Appl Magn Reson 37, 2933-2942.

Leung, R., Hou, M., Monohar, C., Shah, D., Chun, P., 1985. *Micro and microemulsions*. Am Chem Soc.

Aoudia, M., Wade, W., Weerasooriya, V., 1995. *Journal of Dispersion Science and Technology* 2 (1995) 16. (falta nombre del trabajo, bibliografía incompleta)

Mandal, A., Samanta, A., Bera, A., & Ojha, K., 2010. *Characterization of Oil-Water Emulsion and Its Use in Enhanced Oil Recovery*. *Ind. Eng. Chem. Res.*, 49, 12756–12761.

Miller, C., and Neogi, P., 1985. *Interfacial Phenomena, Surfactant Science Series* 17.

Morrow, N., 1990. *Wettability and its effect on oil recovery*. *Journal of Petroleum Technology* 24(12), 1476-1485.

Morrow, N., Mason, G., 2001. *Recovery of oil by spontaneous imbibition*. *Curr Opin Colloid In* 6 ,321-337.

Morrow, N., 1991. *Interfacial phenomena in petroleum recovery*, Dekker, surfactant science series 36.

Pashley, R., and Karaman, M., 2004. *Applied Colloid and Surface Chemistry*, *John Wiley & Sons*.

Purwono, S., Murachman, B., 2001. *Development of non petroleum base chemicals for improving oil recovery in Indonesia*. Paper SPE 68768, presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia.

Salager, J., 1998. *Recuperación Mejorada de Petróleo*. Cuaderno FIRP S357-C Modulo de enseñanza en fenómenos interfaciales.

Salager, J., Morgan, J., Schechter, R., Wade, W., 1979. *Optimum formulation of surfactant/water/oil systems for minimum interfacial tension phase behaviour*. SPEJ, 107–115.

Salehi, M., Johnson, S.J., Liang, J.T., 2008. Mechanistic study of wettability alteration using surfactants with applications in naturally fractured reservoirs. *Langmuir* 24, 14099–14107.

Sandersen, B., 2012. *Enhanced Oil Recovery with Surfactant Flooding*. Tesis de Ph.D. Technical University of Denmark.

Santanna, V., Curbelo F., Castro, D., Dantas, N., Albuquerque, H., Garnica, A., 2009. *Microemulsion flooding for enhanced oil recovery*. *J Pet Sci Eng* 66, 117–120.

Schulman, J., Stoeckenius, W., Prince, L., 1959. *Mechanism of formation and structure of microemulsions by electron microscopy*. *J Phys Chem* 63, 1677–1680.

Scriven, L., 1976. *Equilibrium bicontinuous structure*. *Nature* 263, 123–125.

Shah, D., 1981. *Fundamental aspects of surfactant–polymer flooding process*. Keynote paper presented at the European Symposium on Enhanced Oil Recovery, Bournemouth.

Shah, D., Schechter, R., 1977. *Improved oil recovery by surfactant and polymer flooding*. Academic Press, New York, USA.

Sharma, M., Shah, D., 1985. *Macro- and microemulsion*. In: Shah DO (ed). Am Chem Soc, Washington, DC.

Shunhua, L., 2007. *Alkaline Surfactant Polymer Enhanced Oil Recovery Process*. Tesis de Doctorado. Rice University.

Stoeckenius, W., Schulman, J., Prince, L., 1960. *The structure of myelin figures and microemulsions as observed with the electron microscope*. Kolloid-Z 169,170–178.

Strand, S.; Austad, T.; Puntervold, T.; Høgnesen, E.; Olsen, M.; Barstad, S., 2008. *"Smart water" for oil recovery from fractured limestone; A preliminary study*. Energy Fuels 22, 3126–3133.

Ghosh, T., and Prelas, M., 2009. *Energy Resources and Systems: Volume 1: Fundamentals and Non-Renewable Resources*. Springer Science + Business Media B.V. 383-451

Taber, J., Martin, F., 1983. *Technical screening guides for the enhanced recovery of oil*. SPE 12069,1–20.

Verkruyse, L., Salter, S., 1985. *Potential use of nonionic surfactants in micellar flooding*. Paper SPE 13574, presented at the SPE International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry, Phoenix, Arizona.

Wang, Y., Xu, H., Yu, W., Bai, B., Song, X., & Zhang, J., 2011. *Surfactant induced reservoir wettability alteration: Recent theoretical and experimental advances in enhanced oil recovery*. China University of Petroleum (Beijing), 8, 463 – 476.

Winsor, P., 1954. *Solvent properties of amphiphile compounds*. Butterworth's Scientific Publications, London.

Winsor, P., 1954. *Solvent Properties of Amphiphilic Compound*, Butterworths, London.

Zhang, D., 2006. *Surfactant-enhanced oil recovery process for a fractured, oil-wet carbonate reservoir*, PhD Thesis, Rice University.

Zhang, F., Ouyang, J., Ma, X., Zhang, H., Wang, D., & Feng, X., 2012. *Enhanced oil recovery from heavy oil reservoirs utilizing a displacement agent*. *Chem Tech Fuels Soil +*, 48, 202 – 207.