



---

---

# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

## FACULTAD DE INGENIERÍA

IMPORTANCIA DE LOS DESPLAZAMIENTOS  
MICROSCÓPICOS Y MACROSCÓPICOS A NIVEL DE  
YACIMIENTO EN LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE  
ACEITE POR INYECCIÓN DE QUÍMICOS.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N:

**DORIAN EDGAR OLIVA GUTIÉRREZ**  
**ERWIN ESTRADA FIGUEROA**

DIRECTOR: M. en I. TOMÁS EDUARDO PÉREZ GARCÍA

MÉXICO D.F., CD. UNIVERSITARIA

FEBRERO 2010





Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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





UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
60-I-1241

**SR. DORIAN EDGAR OLIVA GUTIÉRREZ**

**Presente**

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M.I. Tomás E. Pérez García y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**IMPORTANCIA DE LOS DESPLAZAMIENTOS MICROSCÓPICOS Y MACROSCÓPICOS A NIVEL DE YACIMIENTO EN LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE POR INYECCIÓN DE QUÍMICOS**

- RESUMEN
- INTRODUCCIÓN
- I ANTECEDENTES
- II DESPLAZAMIENTO DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO A NIVEL MICROSCÓPICO
- III DESPLAZAMIENTO DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO A NIVEL MACROSCÓPICO
- IV DESPLAZAMIENTO EN SISTEMAS LINEALES
- V INYECCIÓN DE QUÍMICOS
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta

Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente

**“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”**

CD. Universitaria, D. F., a 19 de Octubre de 2009

EL DIRECTOR

**MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA**

**JGGZ\*RJPYS\*srs**





UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
60-I-1240

**SR. ERWIN ESTRADA FIGUEROA**  
**Presente**

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M.I. Tomás E. Pérez García y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**IMPORTANCIA DE LOS DESPLAZAMIENTOS MICROSCÓPICOS Y MACROSCÓPICOS A NIVEL DE YACIMIENTO EN LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE POR INYECCIÓN DE QUÍMICOS**

	<b>RESUMEN</b>
	<b>INTRODUCCIÓN</b>
<b>I</b>	<b>ANTECEDENTES</b>
<b>II</b>	<b>DESPLAZAMIENTO DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO A NIVEL MICROSCÓPICO</b>
<b>III</b>	<b>DESPLAZAMIENTO DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO A NIVEL MACROSCÓPICO</b>
<b>IV</b>	<b>DESPLAZAMIENTO EN SISTEMAS LINEALES</b>
<b>V</b>	<b>INYECCIÓN DE QUÍMICOS</b>
	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta

Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente

**“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”**

CD. Universitaria, D.F., a 19 de Octubre de 2009

EL DIRECTOR

**MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA**

**JGGZ\*RJPYS\*srs**

## *Agradecimientos, Dorian*

*A la Universidad Nacional Autónoma de México, mi Alma Mater. Por brindarme una sólida formación y por haberme preparado para ser un profesionista competente. Mi segundo hogar.*

*A mi madre, Elvia Gutiérrez García. Por darme la vida, por tu inmenso amor e incondicional apoyo y por preocuparte por mí en todos los momentos de mi vida. Te quiero mucho.*

*A mi padre, Manuel Oliva Rivera. Por todo tu apoyo, por enseñarme a valorar la vida y por tu ejemplo de trabajo, esfuerzo y coraje ante ésta.*

*A mi hermana, Lorena Oliva Gutiérrez. Por todos los momentos que hemos compartido, por ser mi amiga, por tus palabras de aliento y por tu apoyo incondicional.*

*A mi tío, Helit Gutiérrez García. Por ser uno de los principales pilares en mi vida y porque gracias a su apoyo soy la persona que soy en este momento.*

*A mis abuelos, Fidencia García Bautista† y Raymundo Gutiérrez Mendoza† Porque no existen palabras para agradecer todo el cariño y el ejemplo que me brindaron. Siempre los recuerdo...*

*A mis viejos amigos, Eduardo, Efrain, Daniel, Eder y Vanessa. Por compartir conmigo tantos buenos momentos y por estar a mi lado en las buenas y en las malas.*

*A mis compañeros y amigos de la Facultad de Ingeniería. Porque al trabajar juntos por un fin común, apoyándonos y divirtiéndonos siempre que nos era posible, hicimos de la Universidad nuestra segunda casa.*

*A mis nuevas amigas, Viridiana, Guadalupe, Lizeth y Erika. Por brindarme su amistad y por enseñarme que todo es posible con esfuerzo y dedicación.*

*A mi compañero de Tesis, Erwin. Por el apoyo brindado para concluir con este trabajo.*

*Al Ing. César A. Bernal. Por enseñarme sin reservas lo hermosa y celosa que es la carrera de Ingeniería Petrolera.*

*Al M. I. Tomas Pérez. Porque gracias a su dirección fue posible la realización de este trabajo.*

*A la Ing. Guadalupe Ordaz. Por brindarme su amistad y por todo el apoyo recibido para la realización de esta tesis.*

*Agradecimientos, Erwin*

**A DIOS**

Por estar siempre conmigo.

A mis padres:

**OFELIA FIGUEROA CRUZ**  
**ELISEO ESTRADA SÁNCHEZ**

Por todo su apoyo, cariño y esfuerzo.

A mi hermano **Octavio**, a mis sobrinas **Melissa** y **María Fernanda** y a toda **mi Familia**

Por todo su apoyo y por todo lo que hemos compartido.

En Reconocimiento a la **Facultad de Ingeniería**  
**U. N. A. M.**

Por la dicha de ser parte de esta familia.

A mi novia Marelyn, por su amistad, apoyo y cariño.

A Mayett, Rodrigo, por su incomparable amistad.

A Eugenio, Arturo R., Masaru, Mariel, Carlos M., Chora, Felipe, Arturo H., Diana, y todos mis amigos y amigas que han estado conmigo.

A Elena, Fabián y Olivar, por su gran ayuda y enseñanza.

A mi compañero Dorian por su trabajo y confianza en mí.

A todos y cada uno de mis profesores por su dedicación y conocimientos transmitidos.

Un agradecimiento especial a:

**M. I. Tomás E.**, por su asesoría en la tesis, confianza, apoyo y paciencia que nos brinda.

**Quim. María Guadalupe Contreras**, por su gran amistad, apoyo, asesoría y dedicación.

**Ing. Octavio Steffani**, por su paciencia, gratitud y apoyo brindado.

**Dra. Rocío Guadalupe**, por su dedicación, comprensión y ayuda.

**Ing. María Guadalupe Galicia**, por su valiosa colaboración para hacer posible este trabajo.

*Es un honor para mí, compartir este tiempo y espacio con todos ustedes.*



**ÍNDICE**

	Página
Lista de Figuras.	viii
Lista de Tablas.	xxiv
<b>RESUMEN</b>	xxvii
<b>INTRODUCCIÓN.</b>	1
<b>Capítulo 1</b>	
<b>ANTECEDENTES.</b>	2
1.1 Recuperación Primaria, Secundaria y procesos EOR.	2
1.2 Mecanismos de recuperación primaria.	4
1.2.1 Mecanismo natural de empuje por agua.	4
1.2.2. Empuje por gas en solución.	6
1.2.3. Expansión de la roca y de los fluidos.	7
1.2.4. Empuje por casquete de gas.	7
1.2.5 Segregación Gravitacional.	8
1.3 Recuperación Secundaria.	9
1.4. Inyección de Agua.	9
1.4.1 Tipos de Inyección.	10
1.4.2 Inyección periférica o externa.	10
1.4.3 Inyección en arreglos o dispersa.	12
1.5 Inyección de gas.	13
1.5.1 Mecanismos de desplazamiento.	14
1.5.2 Reducción de la viscosidad.	14
1.5.3 Aumento de la energía del yacimiento.	15
1.5.4 Eliminación de depósitos sólidos.	15
1.5.5 Vaporización.	15
1.5.6 Tipos de inyección.	15
1.5.7 Inyección de gas interna o dispersa.	15
1.5.8 Inyección de gas externa.	16
1.6 Procesos EOR.	18
1.6.1 Potencial de los procesos EOR.	18
1.6.2 Características idealizadas de un proceso EOR.	24



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

1.6.3 Consideraciones prácticas.	27
1.6.4 Clasificación General y Descripción de los Procesos EOR.	28
1.6.5 Procesos de Control de la Movilidad.	29
1.6.6 Procesos Químicos.	31
1.6.7 Procesos Miscibles.	33
1.6.8 Procesos Térmicos.	36
1.7 Criterios de selección (criterios screening) para la aplicación de los Procesos EOR.	40
1.7.1 Inyección de Polímeros.	41
1.7.2 Inyección de Surfactantes.	44
1.7.3 Inyección Alcalina o proceso de inversión de mojabilidad.	47
1.7.4 Inyección Micelar.	50
1.7.5 Inyección de Espuma.	51
1.7.6 Inyección de mezclas de aditivos químicos.	52
1.7.7 Inyección polímero/micelar.	52
1.7.8 Inyección de mezcla álcali-surfactantes (AS).	53
1.7.9 Inyección de mezcla Álcali-Surfactante-Polímero (ASP).	53
<b>Capítulo 2</b>	
<b>DESPLAZAMIENTO DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO A NIVEL MICROSCÓPICO.</b>	55
2.1 Fuerzas de Capilaridad.	55
2.1.1 Tensión Superficial y Tensión interfacial.	55
2.1.2 Mojabilidad en sólidos.	60
2.1.3 Presión Capilar.	62
2.2 Fuerza de Viscosidad.	65
2.3 Entrampamiento de fases.	67
2.3.1 Efecto <i>Jamin</i>	67
2.3.2 Número capilar.	71
2.3.3 Efecto de la mojabilidad de la roca en el Entrampamiento.	75
2.4 Movilización de fases entrampadas - Alteración de la razón de viscosidad/fuerza de capilaridad.	76
2.4.1 Movilización vs Entrampamiento.	76
2.4.2 Movilización por alteración de la razón de viscosidad / fuerza de capilaridad.	78
2.4.3 Movilización de Aceite Residual – Formación de un banco de aceite.	81

2.5 Movilización de la fase entrampada – Comportamiento de fase.	83
2.5.1 Diagrama Ternario.	83
<b>Capítulo 3</b>	
<b>DESPLAZAMIENTO DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO A NIVEL MACROSCÓPICO.</b>	88
3.1 Heterogeneidad del Yacimiento.	88
3.1.1 Tipos de heterogeneidad en el yacimiento.	88
3.1.2 Variación de la permeabilidad con respecto al área.	88
3.1.3 Estratificación vertical - permeabilidad.	89
3.1.4 Fracturas a escala de yacimiento y permeabilidad direccional.	89
3.2 Descripción cuantitativa de la estratificación de la permeabilidad.	90
3.2.1 Factor de conformación.	90
3.2.2 Aproximación posicional.	90
3.2.3 Coeficiente de variación de la permeabilidad.	91
3.2.4 Coeficiente de Lorenz.	91
3.2.5 Técnica estadística de zonación del yacimiento.	91
3.2.6 Zonación geológica.	91
3.2.7 Flujo cruzado entre capas.	92
3.3 Eficiencia del desplazamiento volumétrico y balance de materia.	92
3.4 Eficiencia de Desplazamiento Volumétrico, como el producto de la eficiencia del desplazamiento areal y vertical.	94
3.5 Razón de movilidad.	95
3.6 Eficiencia del desplazamiento Areal.	97
3.6.1 Parámetros que afectan a la eficiencia de desplazamiento areal.	97
3.6.2 Correlaciones de Eficiencia de desplazamiento areal basados en estudios de modelos físicos.	98
3.6.3 Correlaciones basadas en fluidos miscibles, patrón de pozos del tipo Five-Spot.	99
3.6.4 Correlaciones para la eficiencia del desplazamiento areal, basadas en fluidos inmiscibles, patrón del tipo five-spot.	101
3.6.5 Predicción del comportamiento del desplazamiento areal, basada en el desplazamiento de tipo pistón.	102



3.6.6 Predicción considerando una fase móvil desplazada detrás del frente de desplazamiento.	107
3.6.7 Cálculo de la Eficiencia de desplazamiento Areal, métodos matemáticos.	107
3.7 Eficiencia de Desplazamiento Vertical.	108
3.7.1 Factores que afectan a la eficiencia de desplazamiento vertical.	108
3.7.2 Efecto de la segregación gravitacional y de la razón de movilidad en la eficiencia de desplazamiento vertical.	108
3.7.3 Segregación Gravitacional en Yacimientos Horizontales.	109
3.7.4 Segregación Gravitacional en yacimientos inclinados.	114
3.7.5 Efecto de la heterogeneidad vertical y de la razón de movilidad en la Eficiencia de Desplazamiento Vertical.	119
3.7.6 Desplazamiento a una razón de Movilidad igual a la unidad en un yacimiento lineal y estratificado, sin cruce de flujo entre los estratos.	119
3.7.7 Desplazamiento a una razón de Movilidad diferente a la unidad en un yacimiento lineal y estratificado, sin cruce de flujo entre los estratos.	120
3.7.8 Modelo de Dykstra-Parsons para el caso de heterogeneidad vertical.	123
3.8 Eficiencia de desplazamiento volumétrico.	126
3.8.1 Barrido Volumétrico basado en modelos físicos, patrón tipo five-spot.	126
<b>Capítulo 4</b>	
<b>DESPLAZAMIENTO EN SISTEMAS LINEALES.</b>	130
4.1 Comportamiento de la inyección de agua – ecuaciones de avance frontal.	130
4.1.1 Ecuaciones de avance frontal y relacionadas.	130
4.1.2 Desplazamiento del agua intersticial.	140
4.2 Inyección de agua viscosa en un sistema lineal.	143
4.2.1 Determinación de la velocidad y saturaciones del shock del alta viscosidad.	145
4.2.2 Recuperación de aceite durante una inyección de agua de alta viscosidad.	148
4.3 Inyección de agua viscosa a un sistema lineal inicialmente a la saturación de agua intersticial.	151
4.4 Inyección de químicos en un sistema lineal.	155
4.4.1 Transporte de Especies químicas en rocas porosas.	156
4.4.2 Movimiento del agua intersticial y de inyección.	164

4.5 Aplicaciones del modelo de inyección química.	167
4.5.1 Inyección de Polímeros en un sistema lineal inicialmente a la saturación de agua intersticial.	167
4.5.2 Inyección de baja tensión en un sistema lineal inicialmente a la saturación de agua intersticial.	171
4.5.3 Inyección de baja tensión en un sistema lineal inicialmente a la ROS.	174
4.6 Desplazamiento de baches.	178
4.6.1 Desplazamiento semejante al de un pistón.	179
4.6.2 Desplazamiento no similar al de un pistón.	183
<b>Capítulo 5</b>	
<b>INYECCIÓN DE QUÍMICOS.</b>	197
5.1 Procesos EOR basados en la inyección de compuestos químicos.	197
5.2 Descripción del proceso micela/polímero.	199
5.3 Surfactantes.	202
5.3.1 Clasificación y estructura de los surfactantes.	203
5.3.2 Micelas y microemulsiones.	207
5.3.3 Mecanismos para la reducción de la IFT mediante surfactantes.	210
5.3.4 Surfactantes e IFT's en los sistemas EOR.	213
5.4 Comportamiento de fase de las microemulsiones.	214
5.4.1 Representaciones de comportamiento de fase en un diagrama ternario.	214
5.4.2 Efecto de la salinidad de la salmuera en el comportamiento de fase.	217
5.4.3 Representación del comportamiento de fase en un diagrama fracción volumen.	225
5.4.4 Parámetros de solubilización.	226
5.4.5 Comportamiento real de fase.	230
5.4.6 Representación del diagrama pseudoternario.	232
5.4.7 Presencia de otras fases.	232
5.5 Comportamiento de fase e IFT.	232
5.5.1 La IFT como función de la salinidad.	233
5.5.2 Correlación de IFT y parámetros de solubilización.	235
5.5.3 Causas de una IFT ultrabaja en sistemas de microemulsión.	240
5.6 Variables que afectan el comportamiento de fase y a la IFT.	240
5.6.1 Efecto del tipo de aceite.	241
5.6.2 Efecto del tipo de co-surfactante.	245
5.6.3 Efecto de la temperatura.	248

5.6.4 Efecto de los iones divalentes.	252
5.6.5 Efecto de la estructura del surfactante.	255
5.6.6 Efecto de la presión.	262
5.6.7 Efecto de la adición de polímero.	262
5.7 Viscosidad y densidad de las microemulsiones.	265
5.7.1 Viscosidad de las microemulsiones.	265
5.7.2 Densidad.	268
5.8 Mecanismos de desplazamiento.	269
5.8.1 Desplazamiento miscible vs. Desplazamiento inmisible.	269
5.8.2 Comportamiento de Fase, Salinidad Óptima y Recuperación de Aceite.	276
5.8.3 Efecto del Gradiente de Salinidad en la Eficiencia de Desplazamiento.	281
5.8.4 Separación por efecto de la fuerza de Gravedad en la inyección de microemulsiones.	286
5.9 Perdida de Surfactante por las interacciones Roca-Fluido y por el fraccionamiento de Fase	288
5.9.1 Precipitación.	289
5.9.2 Adsorción.	293
5.9.3 Intercambio Catiónico.	300
5.9.4 Fraccionamiento de Fase / Entrampamiento.	306
5.10 Modelado de los desplazamientos por inyección de químicos.	306
5.10.1 Estimación de la recuperación de aceite por medio del balance de materia.	307
5.10.2 Estimación de la recuperación de aceite por medio de la teoría de avance frontal: Inyección de químicos de baja tensión en un sistema lineal a una saturación de agua intersticial.	308
5.10.3 Control de la movilidad en una inyección de químicos, sistema lineal.	315
5.11 Criterio y Procedimientos de Diseño.	321
5.11.1 Criterio general para una inyección eficiente polímero-micela.	321
5.11.2 Enfoque general en el diseño.	321
5.11.3 Comportamiento de Fase y Mediciones de IFT.	321
5.11.4 Inyección en Núcleos.	323
5.11.5 Control de la Movilidad.	323
5.11.6 Modelado del Proceso.	325
5.12 Experiencia en Campo.	325

---

5.13 Inyección Alcalina.	329
5.13.1 Químicos empleados y formación de surfactantes in situ.	330
5.13.2 Formulación Química e IFT.	333
5.13.3 Mecanismos de Recuperación.	335
5.13.4 Interacciones Roca/Fluido y pérdida del Químico Alcalino	336
5.13.5 Inyección Alcalina Cosurfactante-Mejorado.	339
5.13.6 Diseño y Experiencia de Campo.	340
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>345</b>
<b>NOMENCLATURA</b>	<b>348</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>355</b>

**LISTA DE FIGURAS**

	Página	
Figura 1.1	Porcentajes representativos de recuperación de aceite.	2
Figura 1.2	Diferentes procesos actuales de recuperación de Aceite.	3
Figura 1.3	Yacimiento con empuje de agua.	5
Figura 1.4	Recuperación de petróleo por los diferentes mecanismos de producción primaria.	5
Figura 1.5	Empuje por gas en solución.	6
Figura 1.6	Yacimientos con empuje por casquete de gas.	7
Figura 1.7	Empuje combinado de inyección de agua y gas.	8
Figura 1.8	Esquema del desplazamiento de aceite por agua en un canal de flujo.	10
Figura 1.9	Inyección de agua externa o periférica.	11
Figura 1.10	Inyección de agua en un arreglo de 5 pozos.	12
Figura 1.11	Esquema del desplazamiento de aceite por gas en un medio poroso.	14
Figura 1.12	Selección de diferentes patrones de pozos para la inyección de gas dispersa.	16
Figura 1.13	Inyección de gas externa.	17
Figura 1.14	Barril de aceite mostrando el aceite producido, reservas probadas y el aceite designado para procesos EOR a finales de 1993.	19
Figura 1.15	Producción de aceite mediante procesos EOR en el año 2000.	20
Figura 1.16	Número de proyectos de recuperación Mejorada vigentes en el año 2000.	21

Figura 1.17	Esquematación del mejoramiento de la eficiencia de desplazamiento macroscópico con inyección de agua polímero-aumentado (cuarta parte de un arreglo de cinco pozos).	29
Figura 1.18	Proceso surfactante/polímero.	32
Figura 1.19	Proceso FCM con LPG y gas seco.	34
Figura 1.20	Proceso miscible CO <sub>2</sub> .	35
Figura 1.21	Proceso cíclico de estimulación por vapor.	37
Figura 1.22	Proceso de Inyección de vapor.	38
Figura 1.23	Proceso de combustión In-situ.	39
Figura 1.24	Proceso de Inyección de polímeros.	42
Figura 1.25	Esquema de una inyección con surfactantes.	45
Figura 1.26	Proceso de inyección de soluciones alcalinas.	48
Figura 1.27	Esquema de inyección micelar.	51
Figura 1.28	Esquema del proceso de inyección de mezclas polímero-surfactante.	52
Figura 1.29	Esquema del proceso de inyección de mezclas ASP.	53
Figura 2.1	Acercamiento de un sistema de aceite y agua entre los granos de roca.	55
Figura 2.2	Superficie exenta de líquido, en donde se indican las posiciones de las moléculas.	56
Figura 2.3	Superficie exenta de líquido, fuerza y longitud utilizados para la definición de tensión superficial.	56
Figura 2.4	Tensión superficial de diferentes parafinas.	57
Figura 2.5	Uso de un tubo capilar para ilustrar un método de medición de la tensión superficial.	58
Figura 2.6	Uso del tensiómetro de anillo para medir la IFT: (a) distensión de la capa interfacial durante la	

	medición de la IFT y (b) condición de la superficie en el punto de ruptura.	60
Figura 2.7	Efecto de la mojabilidad en la saturación.	61
Figura 2.8	Fuerzas Interfaciales en la Interface entre dos fluidos inmiscibles y un sólido.	61
Figura 2.9	Depresión capilar de un líquido no mojante en un tubo capilar.	62
Figura 2.10	Presión capilar resultante de las fuerzas Interfaciales en un tubo capilar.	63
Figura 2.11	Mojabilidad en esferas, en donde se aprecian los radios de curvatura.	65
Figura 2.12	Ilustración de las interfaces aceite-agua: fases continuas vs. gota atrapada.	68
Figura 2.13	Diferentes condiciones de atrapamiento para una gota en un capilar.	68
Figura 2.14	Correlación del término $N_{ca} / \cos \theta$ con la saturación de aceite en el núcleo a la ruptura del agua.	72
Figura 2.15	Correlación del término $N_{ca}$ con la saturación de aceite residual.	73
Figura 2.16	Correlación del término $N_{ca} \left( \frac{\mu_w}{\mu_o} \right)^{0.4}$ con la saturación de aceite residual.	74
Figura 2.17	Correlación del término $N_{ca} \left( \frac{\mu_w}{\mu_o} \right)^{0.4}$ con la saturación de aceite residual en diferentes tipos de roca.	75
Figura 2.18	Efecto de la Mojabilidad en las curvas de permeabilidad relativa: (a) características típicas de la permeabilidad relativa agua/aceite, en roca fuertemente mojada por agua, y (b) características típicas de la permeabilidad relativa agua/aceite, en roca fuertemente mojada por aceite.	76



Figura 2.19	Correlación de las recuperaciones de las fases residuales en función de $N_{ca}$ .	80
Figura 2.20	Desarrollo de un banco de aceite en un proceso EOR, inicialmente a una saturación de aceite igual a la residual.	82
Figura 2.21	Diagrama ternario de fase para un sistema con componentes A, B y C los cuales son miscibles en todas proporciones.	84
Figura 2.22	Diagrama ternario de fase para un sistema con componentes A, B y C los cuales tienen solubilidad limitada.	85
Figura 2.23	Diagrama Pseudoternario.	87
Figura 3.1	Patrones de inyección.	99
Figura 3.2	Desplazamiento miscible en un cuarto de arreglo tipo five-spot, con razones de movilidad $\leq 1.0$ .	100
Figura 3.3	Desplazamiento miscible en un cuarto de un arreglo tipo five-spot, con razones de movilidad $> 1.0$ , efecto de digitación.	100
Figura 3.4	Eficiencia de Barrido Areal @ Ruptura, en función de la razón de movilidad, desplazamiento de fluido miscible, patrón de pozos del tipo five-spot.	101
Figura 3.5	Eficiencia de desplazamiento areal @ Ruptura, en función de la razón de movilidad; desplazamiento inmisible, usando un patrón five-spot.	102
Figura 3.6	Eficiencia de barrido areal en función de la razón de Movilidad y del volumen inyectado, patrón de pozos tipo five-spot.	103
Figura 3.7	Eficiencia de barrido areal en función de la razón de Movilidad y del flujo fraccional (fase desplazante) patrón de pozos tipo five-spot.	103
Figura 3.8	Conductancia en función de la razón de Movilidad y del barrido areal, patrón de pozos tipo five-spot.	104

Figura 3.9	Comparación entre los resultados calculados y experimentales en la inyección de agua usando un arreglo five-spot.	108
Figura 3.10	Segregación Gravitacional en los procesos de desplazamiento.	109
Figura 3.11	Eficiencia de desplazamiento Volumétrico (Vertical) @ Ruptura, en función de las razones de viscosidad/fuerza gravitacional, en un sistema lineal.	110
Figura 3.12	Segregación gravitacional en desplazamientos de dos fases agua/aceite o gas/aceite, en sistemas lineales.	112
Figura 3.13	Modelo para la determinación del criterio de estabilidad en un yacimiento inclinado.	114
Figura 3.14	Desplazamientos estables e inestable en una inyección inmisible conducida en dirección ascendente.	118
Figura 3.15	Sección vertical con estratos de diferentes permeabilidades y espesores.	119
Figura 3.16	Esquema de un desplazamiento tipo pistón en un sistema lineal.	122
Figura 3.17	Modelo de Dykstra - Parsons, yacimiento estratificado.	123
Figura 3.18	Eficiencia de Barrido Vertical en función de la variación de permeabilidad y de la razón de movilidad para una WOR de 1.0, en un sistema lineal.	125
Figura 3.19	Eficiencia de Barrido Vertical en función de la variación de permeabilidad y de la razón de movilidad para una WOR de 25.0, en un sistema lineal.	125
Figura 3.20	Eficiencia de desplazamiento Volumétrico a la ruptura en función de la razón de las fuerzas de viscosidad/gravedad.	127
Figura 3.21	Patrón de pozos, ejemplo 3.5.	128
Figura 4.1	Flujo fraccional vs. Saturación.	131

Figura 4.2	Diagrama $x_D/t_D$ para una inyección de agua.	133
Figura 4.3	Perfil de saturación en $t_D = 0.15$ .	133
Figura 4.4	Historia de saturación en $x_D = 1$ (salida del sistema).	134
Figura 4.5	Gráfica $x_D/t_D$ para los parámetros del ejemplo 4.1.	137
Figura 4.6	Perfil de saturación cuando $x_D = 0.75$ , ejemplo 4.1.	138
Figura 4.7	Perfil de saturación mostrando el agua intersticial desplazada por el fluido inyectado.	140
Figura 4.8	Tangente a la curva de flujo fraccional que muestra el flujo fraccional de agua en la interface entre el agua intersticial y el agua inyectada $f_{wb}$ , a la saturación $S_{wb}$ , parámetros del ejemplo 4.1	142
Figura 4.9	Diagrama $x_D/t_D$ mostrando la región ocupada por el agua intersticial, parámetros del ejemplo 4.1.	143
Figura 4.10	Comportamiento de la inyección de agua, solución avance frontal, $\mu_w = 40$ cp, vs. $\mu_w = 1$ cp y $\mu_o = 40$ cp, vs. $\mu_w = 40$ cp, parámetros del ejemplo 4.1.	143
Figura 4.11	Esquema del frente del shock en dos tiempos.	144
Figura 4.12	Construcción de la tangente para encontrar $f_{w3}^*$ , $S_{w3}^*$ , $f_{w1}$ y $S_{w1}$ , ejemplo 4.2.	147
Figura 4.13	Perfil de saturación durante una inyección de agua viscosa a la saturación de agua intersticial cuando $S_{w1} > S_{wf}$ .	149
Figura 4.14	Perfil de saturación para una inyección de agua viscosa a la saturación de agua intersticial cuando $S_{w1} < S_{wf}$ .	152
Figura 4.15	Diagrama distancia/tiempo para inyección de agua viscosa a la saturación de agua intersticial cuando $S_{w1} > S_{wf}$ .	153
Figura 4.16	Comparación del comportamiento de desplazamiento para una inyección de agua viscosa a la saturación de agua intersticial con una inyección de agua común, ejemplo 4.3.	155

Figura 4.17	Elemento incremental de roca porosa.	156
Figura 4.18	Isoterma típica de adsorción para especies químicas en roca porosa.	158
Figura 4.19	Procedimiento de construcción para determinar $f_{w3}^*$ y $S_{w3}^*$ cuando hay adsorción, ejemplo 4.4.	161
Figura 4.20	Perfil de saturación para una inyección química que comenzó a la saturación de agua intersticial.	161
Figura 4.21	Perfil de concentración después de la inyección de $t_D$ volúmenes de poro de solución.	163
Figura 4.22	Perfiles de concentración que muestran el efecto de la retención en la roca porosa por cambios en la concentración de la función escalonada.	164
Figura 4.23	Ubicación del agua pobre e intersticial durante una inyección química iniciada a la saturación de agua intersticial.	165
Figura 4.24	Diagrama distancia/tiempo mostrando el movimiento del agua pobre e intersticial en una inyección química.	167
Figura 4.25	Perfil de saturación cuando $x_{Dt} = 0.75$ , ejemplo 4.4.	170
Figura 4.26	Comparación de la recuperación de aceite de una inyección de agua viscosa y una inyección de polímero iniciada a la saturación de agua intersticial, ejemplo 4.4.	170
Figura 4.27	Diagrama de flujo fraccional para un sistema de baja tensión, ejemplo 4.5.	171
Figura 4.28	Diagrama distancia/tiempo para una inyección de baja tensión a la saturación de agua intersticial, ejemplo 4.5.	173
Figura 4.29	Recuperación de aceite de una inyección de baja tensión a la saturación de agua intersticial, ejemplo 4.5.	174
Figura 4.30	Diagrama de flujo fraccional para la movilización de aceite residual debido a una inyección de baja tensión, ejemplo 4.6.	175

Figura 3.31	Perfil de saturación para una inyección de baja tensión a la saturación de aceite residual.	175
Figura 4.32	Diagrama distancia/tiempo para una inyección de baja tensión a la saturación de aceite residual, ejemplo 4.6.	177
Figura 4.33	Recuperación de aceite de una inyección de baja tensión a la saturación de aceite residual.	178
Figura 4.34	Perfil de saturación para una inyección de agua viscosa en un desplazamiento similar a un pistón.	179
Figura 4.35	Trayectoria del bache cuando un bache no adsorbente es desplazado a través de una roca porosa.	180
Figura 4.36	Perfil de concentración durante el desplazamiento de un bache de químico no adsorbente a través de roca porosa.	180
Figura 4.37	Diagrama distancia/tiempo para el desplazamiento de un bache adsorbente a través de roca porosa.	181
Figura 4.38	Perfil de concentración para el desplazamiento de un bache químico que no presenta desorción.	182
Figura 4.39	Diagrama distancia/tiempo para el desplazamiento de un bache químico que no presenta desorción.	183
Figura 4.40	Perfil de saturación para el desplazamiento de un bache viscoso no adsorbente por agua de empuje.	184
Figura 4.41	Diagrama distancia/tiempo para el desplazamiento de un bache viscoso 0.2 PV por agua de empuje cuando el fluido viscoso no presenta adsorción, ejemplo 4.7.	186
Figura A-1	Diagrama de flujo fraccional que muestra la saturación del comportamiento del frente de inyección viscosa; ejemplo A-1 con parámetros de los ejemplos 4.1 y 4.2.	185
Figura A-2	Evolución de la discontinuidad de saturación viscosa en $t_D = 0.0605$ cuando la inyección viscosa comienza en $t_{D0} = 0.06$ ; ejemplo A-1 con parámetros de los ejemplos 4.1 y 4.2.	192

Figura A-3	Perfil de saturación cuando la velocidad de la discontinuidad de saturación viscosa alcanza la $v_{D3}^*$ ; ejemplo A-1 con parámetros de los ejemplos 4.1 y 4.2.	192
Figura A-4	Diagrama tiempo/distancia para una inyección de agua viscosa la cual inicio en $t_{D0} = 0.06$ ; ejemplo A-1 con parámetros de los ejemplos 4.1 y 4.2.	194
Figura A-5	Perfil de saturación en $t_D = 0.10035$ para una inyección de agua viscosa la cual comenzó en $t_{D0} = 0.06$ ; ejemplo A-1 con parámetros de los ejemplos 4.1 y 4.2.	195
Figura A-6	Perfil de saturación durante una inyección de agua viscosa a la saturación de agua intersticial ( $t_{D0} = 0$ ) cuando $S_{w1} > S_{wf}$ .	195
Figura A-7	Perfil de saturación durante una inyección de agua viscosa a la saturación de agua intersticial ( $t_{D0} = 0$ ) cuando $S_{w1} < S_{wf}$ .	196
Figura 5.1	ROS en función de $Na_{ca}^*$ .	198
Figura 5.2	Proceso de desplazamiento micela/polímero.	199
Figura 5.3	Corte de aceite, prueba de desplazamiento micela/polímero en laboratorio.	200
Figura 5.4	Curva de recuperación acumulativa, prueba de desplazamiento micela/polímero en laboratorio.	202
Figura 5.5	Representación esquemática de una molécula tenso activa.	202
Figura 5.6	Estructuras moleculares representativas de surfactante: (a) dodecil sulfato de sodio, (b) sulfonato Texas No. 1, y (c) sulfonatos de petróleo comerciales.	203
Figura 5.7	Ejemplo de un hidrocarburo sulfonado.	204
Figura 5.8	Ejemplos de compuestos resultantes de la sulfonación.	206
Figura 5.9	Formación de micelas.	208
Figura 5.10	Diferentes modelos de estructuras de micelas	

	(micela iónica esférica McRain, micela laminar McBain. micela esférica Hartley, micela cilíndrica Debye).	209
Figura 5.11	Definición y estructura de una microemulsión.	210
Figura 5.12	Sistema de dos fases separadas por una interface plana. Perfiles de presión (b) Normal, $p_N$ , y transversal, $p_T$ , a lo largo de la zona interfacial.	211
Figura 5.13	IFT en función de la concentración de surfactante al 100% (un solo componente).	213
Figura 5.14	Diagrama cuaternario con diagrama pseudoternario a relación constante sulfonato/alcohol.	215
Figura 5.15	Diagrama de fase pseudoternario para una solución micelar (microemulsión).	216
Figura 5.16	Efecto de la salinidad en el comportamiento de fase de la microemulsión.	218
Figura 5.17	Diagramas de fase generalizados, ilustrando el efecto del camino de salinidad.	219
Figura 5.18	Representación ternaria de los diagramas de fase.	220
Figura 5.19	Diagrama ternario, ejemplo 5.1.	222
Figura 5.20	Diagrama ternario, solución del ejemplo 5.1.	222
Figura 5.21	Comportamiento de fase, efecto de la salinidad.	223
Figura 5.22	Efecto de la salinidad en el comportamiento de fase para un sistema alcohol/salmuera/hidrocarburo.	224
Figura 5.23	Diagrama fracción volumen (2% TAA y 1% isooctano).	225
Figura 5.24	Parámetros de solubilización en función de la salinidad.	226
Figura 5.25	Comportamiento de fase, muestras 1 y 5, ejemplo 5.2.	228



Figura 5.26	Gráfica de $V_o/V_s$ y $V_w/V_s$ para el ejemplo 5.2.	229
Figura 5.27	Triángulo de tres fases, ejemplo 5.2.	229
Figura 5.28	Comportamiento real de fase.	230
Figura 5.29	Ejemplo de un comportamiento de fase complejo: sistema 2.2% salmuera/iso-octano.	231
Figura 5.30	IFT en función de la salinidad.	233
Figura 5.31	Salinidades óptimas para la IFT y el comportamiento de fase.	235
Figura 5.32	Diagrama ternario, ejemplo 5.3 (mostrando las líneas de enlace representativas).	239
Figura 5.33	Comportamiento de fase, ejemplo 5.3.	240
Figura 5.34	IFT, efecto del aceite.	241
Figura 5.35	Divergencia de alcanos de los alquilbencenos.	242
Figura 5.36	Representación de tres parámetros de la región de salinidad óptima.	243
Figura 5.37	Efecto de la temperatura en la línea de alcano: tres surfactantes. Los parámetros de solubilidad se indican junto a cada punto de datos.	243
Figura 5.38	Parámetros de solubilización vs. Salinidad a 78°F (2% de una combinación 60/40 de $i\text{-C}_{13}\text{H}_2\text{O}(\text{PO})_4(\text{EO})_2\text{SO}_3\text{Na}/i\text{-C}_{13}\text{H}_{27}\text{-O}(\text{PO})_3(\text{EO})_4\text{SO}_3\text{Na}$ en una mezcla 50/50 de aceite y salmuera donde el componente de aceite es (a) aceite diesel o (b) aceite crudo Loudon).	244
Figura 5.39	IFT, efecto del alcohol.	246
Figura 5.40	Variación de la salinidad óptima e IFT óptima para el sistema AA/TBA.	247
Figura 5.41	Variación de la salinidad óptima e IFT óptima para el sistema AA-9.	248
Figura 5.42	Efecto de la temperatura en los parámetros de solubilización.	249

Figura 5.43	Efecto de la temperatura en la IFT.	249
Figura 5.44	Efecto de la temperatura en el comportamiento de fase (2% 1:6 Texas No. 1/n-propanol en 1.5% de NaCl; 3% 1:1 PDM 337/SBA en 1.5% de NaO).	250
Figura 5.45	Plano de fase para bl-C10 OXS contra alcanos puros; T = 78°F.	251
Figura 5.46	Plano de fase para bl-C10 OXS contra alcanos puros; T = 110°F.	251
Figura 5.47	Plano de fase para bl-C10 OXS contra alcanos puros; T = 140°F.	252
Figura 5.48	IFT, efecto del $\text{Ca}^{2+}$ .	253
Figura 5.49	Contenido de catión divalente de las fases de salmuera en equilibrio.	253
Figura 5.50	Catión divalente en exceso/relación de sulfonato vs. Concentración de sulfonato.	255
Figura 5.51	Ejemplo de la distribución de pesos equivalentes de un sulfonato de petróleo.	256
Figura 5.52	IFT vs. Peso equivalente (0.5% surfactante en 2% salmuera $\text{Na}_2\text{SO}_4$ equilibrada con aceite crudo Borregos).	257
Figura 5.53	IFT, efecto de la estructura del surfactante.	257
Figura 5.54	Estructura de $5\phi\text{C}_{12}\text{SO}_3\text{Na}$ .	
Figura 5.55	Correlación de parámetro óptimo de solubilización, $\sigma^*$ , vs. ACN para varias familias de sulfonatos puros alquilbenceno y algunas mezclas.	258
Figura 5.56	Estructuras de PEBS $\text{C}_{12}$ .	260
Figura 5.57	Efecto del punto de sulfonación en los parámetros óptimos para $1\text{C}_{12}\text{PEBS}$ .	261
Figura 5.58	Curvas de salinidad óptima para $i\text{-C}_{13}\text{H}_{27}\text{O}(\text{PO})_m(\text{EO})_n\text{SO}_3\text{Na}$ en función de $m$ y $n$ para 1% surfactante en 50/50 diesel/X% TSB a 78 °F.	262

Figura 5.59	Efecto del polímero en el comportamiento de fase (comportamiento de MEAC <sub>12</sub> OXS a 24°C).	264
Figura 5.60	Efecto del polímero en la IFT para la formulación CO-610.	264
Figura 5.61	Viscosidad vs. Porcentaje de agua.	266
Figura 5.62	Viscosidad del sistema A (Tabla 5.4) en la región de una sola fase.	267
Figura 5.63	Efecto del tipo de alcohol en la viscosidad del sistema B (de Tabla 5.4).	267
Figura 5.64	Viscosidad de TRS 10-80 con aceite a 75°F.	268
Figura 5.65	Ejemplos de las composiciones de las microemulsiones utilizadas en la práctica (nomenclatura que es utilizada por las respectivas empresas).	269
Figura 5.66	Trayectorias de dilución en un diagrama ternario, mezcla ideal.	270
Figura 5.67	Conceptualización de una inyección de microemulsión como un desplazamiento miscible/inmiscible.	271
Figura 5.68	Comportamiento de fase y experimentos de composición de la inyección para demostrar la importancia relativa del desplazamiento miscible/inmiscible.	272
Figura 5.69	Recuperación de aceite del desplazamiento localmente miscible.	273
Figura 5.70	Recuperación de aceite del desplazamiento irascible ( $\sigma_{mo} = 0.03$ dinas/cm).	274
Figura 5.71	Recuperación de aceite del desplazamiento miscible ( $\sigma_{mo} = 0.002$ dinas/cm).	274
Figura 5.72	Efecto del gasto en el flujo fraccional de aceite.	275
Figura 5.73	Flujo fraccional de aceite en función del número capilar.	275
Figura 5.74	IFT y Recuperación de aceite (N=9).	278
Figura 5.75	IFT y Recuperación de aceite (N=12).	278

Figura 5.76	Número Capilar.	279
Figura 5.77	ROS en función de la Salinidad.	280
Figura 5.78	Diagrama de Requerimiento de Salinidad.	281
Figura 5.79	Diagrama de Requerimiento de salinidad y trayecto de las composiciones iniciales.	282
Figura 5.80	Comparación entre los diseños de contraste de Salinidad y de Gradiente de Salinidad.	284
Figura 5.81	Datos de Solubilidad.	285
Figura 5.82	Diagrama de Requerimiento de Salinidad y trayectorias de los desplazamientos.	286
Figura 5.83	Diagrama de Requerimiento de Salinidad para el experimento de formación de la "cuña de aceite".	287
Figura 5.84	Perfiles calculados durante la formación de la "cuña de aceite", caso @ 0.8 PV.	288
Figura 5.85	Transmisión de la luz en una solución de dodecilbencensulfonato, en función de la concentración de sal añadida.	290
Figura 5.86	Transmisión de luz en soluciones de dodecilbencensulfonato de sodio, en función de las concentraciones de dodecilbencensulfonato y de $AlCl_3$ .	291
Figura 5.87	Solubilidad de 1% Texas 1/sec-butilalcohol, en 1% de NaCl @ 22°C.	292
Figura 5.88	Solubilidad de 1% TRS 10-80/sec-butilalcohol en 1% de NaCl @ 22°C.	292
Figura 5.89	Adsorción vs Tiempo (Fluido 1).	295
Figura 5.90	Retención de Surfactante durante experimentos de inyección en núcleos.	295
Figura 5.91	Adsorción de Surfactante en la montmorillonita calcica (25 ml_ de 0.5% de surfactante en 2% NaSO , equilibrado con 7 g de montmorillonita	

	cálcica API No. 23).	297
Figura 5.92	Adsorción isotérmica de Surfactante (surfactante disuelto en 0.75% Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , salmuera al 0.5% NH <sub>3</sub> , en roca de Berea @ aproximadamente 500 md).	298
Figura 5.93	Diagrama esquemático distancia/tiempo y la historia de producción calculada para el caso de dos cationes.	303
Figura 5.94	Segundo caso, trayecto (esquemático) de la composición, diagrama distancia/tiempo y la historia de producción calculada para el caso de dos cationes.	303
Figura 5.95	Comportamiento del Ca producido en una prueba de intercambio catiónico ( 2.0 PV de bache, 2.0 PV agua/polímero, libre de aceite, usando un núcleo de Berea).	305
Figura 5.96	Ca, producido y el comportamiento de Sulfonato en un bache para una prueba de intercambio catiónico ( 0.10 PV de bache, 2.0 PV agua/polímero, en un núcleo de Berea libre de aceite).	306
Figura 5.97	Perfil de Saturación durante una inyección de químicos en un yacimiento @ saturación de agua intersticial.	309
Figura 5.98	Curvas de Flujo fraccional para una inyección de químicos en un yacimiento @ saturación de agua intersticial.	310
Figura 5.99	Perfil de Saturación @ t <sub>D</sub> = 0.2.	313
Figura 5.100	Producción de aceite acumulado vs. tiempo.	315
Figura 5.101	Variación de la movilidad relativa total con la saturación para el banco de aceite/agua.	317
Figura 5.102	Curvas de Flujo fracciona para una inyección de químicos en un yacimiento @ ROS de la inyección de agua.	318
Figura 5.103	Perfil de Saturación @ t <sub>D</sub> = 0.4.	320

Figura 5.104 Movilidad relativa total vs. Saturación de agua.	324
Figura 5.105 Efecto de la composición del bache en el diseño de control de movilidad.	325
Figura 5.106 Proyecto M-1.	327
Figura 5.107 Gasto de aceite y Recuperación acumulada.	328
Figura 5.108 Transporte por químicos y Producción del pozo N°20.	329
Figura 5.109 pH vs. Químicos alcalinos comúnmente usados.	331
Figura 5.110 Esquema del proceso de recuperación alcalina.	332
Figura 5.111 IFT vs. Concentración en agua suave.	333
Figura 5.112 IFT vs. Concentración en agua dura.	334
Figura 5.113 Isotermas de intercambio para el Hidróxido en arena de Wilmington, con NaOH @ tres temperaturas y dos salinidades.	337
Figura 5.114 Comportamiento para el 1.55% de Na <sub>2</sub> O SiO <sub>2</sub> y para el 0%, 0.1%, y 0.2% de NEODOL 25-3S con un crudo de la costa del Golfo de los E.U.A. @ 168° F.	340
Figura 5.115 Comparación de recuperaciones normalizadas en un núcleo de arena de West Kiehl.	341
Figura 5.116 Isopocas de porosid-ft, West Kiehl.	342
Figura 5.117 Yacimiento de arenisca White Castle.	344

## LISTA DE TABLAS

	Página	
Tabla 1.1	Producción adicional y número de proyectos EOR a nivel mundial vigentes en el año 2000.	21
Tabla 1.2	Pruebas de campo y pruebas pilotos planificadas a ser ejecutadas al inicio del año 2000.	22
Tabla 1.3	Resumen de criterios screening para métodos de recuperación mejorada.	41
Tabla 1.4	Inyección de Polímeros. Criterios de Diseño.	43
Tabla 1.5	Inyección con Surfactantes. Criterios de diseño.	46
Tabla 1.6	Inyección de Soluciones Alcalinas. Criterios de diseño.	49
Tabla 1.7	Criterios técnicos para la selección de yacimientos candidatos a la inyección de soluciones ASP.	54
Tabla 2.1	IFT entre el agua y varios aceites.	58
Tabla 2.2	Efecto en el aceite residual del cambio de capilaridad o de las fuerzas de viscosidad en el frente y detrás del frente.	77
Tabla 4.1	Propiedades de roca y fluido, ejemplo 4.1	135
Tabla 4.2	Resumen de cálculos de saturación promedio de agua, ejemplo 4.1, ruptura @ WOR > 50	136
Tabla 4.3	Perfil de saturación en $x_D = 0.75$ , ejemplo 4.1, $t_D = 0.75$	138
Tabla 4.4	Estimación del comportamiento de desplazamiento, ejemplo 4.1, inyección de agua lineal a la saturación de agua intersticial.	139
Tabla 4.5	Datos de flujo fraccional a partir de la figura 4.12, ejemplo 4.2.	148
Tabla 4.6	Saturación para varias zonas, ejemplo 4.3.	154
Tabla 4.7	Ubicación de las saturaciones detrás del shock viscoso cuando $t_D = 1.5$ .	154

Tabla 4.8	Resumen de cálculos de recuperación, ejemplo 4.3, inyección de agua viscosa a la saturación de agua intersticial.	155
Tabla 4.9	Resumen de cálculos de recuperación de aceite, ejemplo 4.5, inyección de baja tensión a la saturación de agua intersticial.	173
Tabla 4.10	Cálculos de recuperación de aceite para una inyección química de baja tensión a la saturación de aceite residual, ejemplo 4.6.	178
Tabla 4.11	Perfil de saturación cuando la inyección de agua de empuje comienza en $t_{D1} = 0.2$ , ejemplo 4.7.	187
Tabla 4.12	Resumen de cálculos y parámetros para determinar la trayectoria del shock de agua de empuje, ejemplo 4.7.	188
Tabla A-1	Evolución del frente de inyección viscosa, ejemplo A-1, valores calculados correspondientes a los valores de $S_w^*$ seleccionados.	189
Tabla A-2	Ubicación del frente de inyección viscosa cuando la inyección de agua viscosa comienza en $t_{D0} = 0.06$ , ejemplo A-1.	190
Tabla A-3	Resumen de cálculos de apoyo, ejemplo A-1, ubicación de las saturaciones de fluido viscoso en $t_D = 1.0$ .	191
Tabla A-4	Cálculos de apoyo, ejemplo A-1, determinación de la trayectoria del banco de aceite.	194
Tabla 5.1	Rangos de las composiciones de solución micelar.	198
Tabla 5.2	Propiedades de distintos sulfonatos de petróleo.	205
Tabla 5.3	Descripción de sulfonatos sintéticos.	207
Tabla 5.4	Datos de volumen de fase, ejemplo 5.2.	228
Tabla 5.5	Parámetros de solubilización para el ejemplo 5.2.	229
Tabla 5.6	Composiciones de bache micelar después de la adición de alcohol.	245



---

Tabla 5.7	Inyecciones continuas de microemulsiones.	277
Tabla 5.8	Comportamiento de Fase y datos de IFT para el ejemplo 5.4.	279
Tabla 5.9	Números capilares, ejemplo 5.4.	280
Tabla 5.10	Entorno de Fase y comportamiento de la inyección de químicos.	283
Tabla 5.11	Entorno de Fase y desempeño de la inyección de químicos.	284
Tabla 5.12	Resumen de los estudios de retención de Surfactante.	296

## RESUMEN.

El presente trabajo es una recopilación y revisión de fuentes bibliográficas relacionadas con las tecnologías de los procesos de recuperación de aceite, en particular las relacionadas con el proceso de inyección de químicos, que involucra la inyección al yacimiento de agentes alcalinos, polímeros, surfactantes y combinaciones de estos, con el propósito de aumentar la recuperación final. Se analizan en esta tesis, los principales factores de diseño de cada uno de los diferentes procesos involucrados en la inyección de químicos, haciendo un análisis tanto a escala macroscópica como a escala microscópica de yacimiento, de las diversas variables que se tendrán que tomar en cuenta para la selección de los distintos agentes disponibles de acuerdo a las características y necesidades que se tengan.

En el capítulo uno, “Antecedentes”, se desarrollan los conceptos involucrados en los procesos de recuperación de aceite, describiendo las distintas etapas de recuperación así como su distinto potencial, haciendo énfasis en los procesos químicos.

En el capítulo dos, “Desplazamiento de los fluidos en el yacimiento a nivel microscópico”, se describen las fuerzas que se encargan de entrapar a los fluidos así como de la movilidad de los mismos a escala de poro o dicho de otra manera, a escala microscópica.

En el capítulo tres, “Desplazamiento de los fluidos en el yacimiento a nivel macroscópico”, se describen los factores que afectan a la eficiencia de desplazamiento volumétrico, como lo son: los arreglos o patrones de los pozos de inyección/producción, la heterogeneidad de la permeabilidad en el yacimiento (variaciones horizontales y verticales), la razón de movilidad, y la importancia relativa de la fuerza de gravedad y de las fuerzas de viscosidad.

En el capítulo cuatro, “Desplazamiento en sistemas lineales”, se hace referencia a los mecanismos de desplazamiento descritos para la teoría de avance frontal, el objetivo es introducir los conceptos fundamentales de los procesos EOR utilizando modelos matemáticos simples que conservan importantes características de los modelos más complejos.

En el capítulo cinco, “Inyección de Químicos”, se discuten los procesos para mejorar la eficiencia de recuperación, principalmente a través del uso de un fluido desplazante con una baja tensión interfacial con el fluido desplazado o aceite. Se hace énfasis en el proceso micela/polímero, además se estudian los surfactantes, resaltando aquellos con gran potencial en los procesos de inyección de químicos, por último se analiza la inyección alcalina.



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

## INTRODUCCIÓN.

Actualmente se plantea que la cantidad de petróleo que todavía está en el subsuelo a nivel mundial, se ubica entre 6 y 8 millones de millones de barriles dependiendo del escenario que se maneje. En cuanto al petróleo no convencional, los valores que se proponen son de entre 13 y 16 millones de millones de barriles. Con fines comparativos, el mundo ha consumido en toda su historia un millón de millones de barriles de petróleo, o sea, una cifra equivalente a entre 7 y 9% de los recursos que quedan todavía en el subsuelo. En cuanto a las reservas probadas a nivel mundial, se estima que éstas se ubican entre 1.2 y 1.3 millones de millones de barriles. En el entorno actual, después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía 60-80% (promedio 72%) del crudo originalmente en sitio, debido a que la eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria está limitada por dos factores, primero, a escala de poro el crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos, atrapados por las fuerzas capilares, y segundo, a escala del yacimiento existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra, por la baja permeabilidad de estas zonas, porque siguen caminos preferenciales, o porque la geometría de implantación de los pozos no es favorable.

Se ha establecido que cada 1% de mejora en la tasa de recuperación promedio, puede significar 80 mil millones de barriles adicionales de petróleo que pueden ser recuperados y, por lo tanto, el reto tecnológico resulta ser muy interesante, y es ahí en donde los métodos de recuperación juegan un papel muy importante. Con el aumento del precio del crudo en la década de los 70, ya se volvió económico inyectar otra cosa que agua con el propósito de aumentar la recuperación final y se realizaron numerosas investigaciones en este sentido. Actualmente el desarrollo de tecnologías aplicables a los procesos de recuperación de petróleo ha aumentado, este interés se debe a que cada vez decrece el número de campos nuevos, al incremento de campos maduros a nivel mundial en donde existe petróleo que no puede ser extraído por procesos primarios y secundarios, además se tiene un aumento en la demanda energética basada en los hidrocarburos y por último, el incremento en el precio del petróleo, hacen factible contemplar un método terciario de recuperación como lo es la inyección de químicos, el cual tiene un buen potencial para maximizar las reservas, especialmente en yacimientos maduros y aquellos que han sido sometidos a inyección de agua. Este método tiene tres objetivos principales, incrementar el número capilar para movilizar el aceite residual, disminuir la razón de movilidad para un mejor barrido, y emulsificar el aceite para facilitar su producción; esto por medio de la inyección al yacimiento de agentes químicos como polímeros, surfactantes, químicos alcalinos y sus combinaciones, como ASP (Alcalino-Surfactante-Polímero), o el uso de microemulsiones como en la inyección micelar, recalando que cada método tiene su objetivo en particular. La inyección de químicos al yacimiento como método de recuperación mejorada, tiene un gran potencial, y es por ello que, países como China y los E.U.A. han enfocado su atención en dicho método siendo este, uno de sus varios métodos principales de recuperación de aceite.



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

# Capítulo 1

## ANTECEDENTES

### 1.1 Recuperación Primaria, Secundaria y procesos EOR.

Las operaciones de recuperación de petróleo se han subdividido tradicionalmente en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria. Históricamente, estas etapas describen la producción de un yacimiento en un sentido cronológico. La producción primaria, la primera fase de producción, es el resultado del desplazamiento de la energía natural existente en un yacimiento. La recuperación secundaria, la segunda etapa de operaciones, por lo general se lleva a cabo después de que la producción primaria ha disminuido. Tradicionalmente los procesos de recuperación secundaria son inyección de agua, mantenimiento de la presión, y la inyección de gas, aunque el término recuperación secundaria es ahora casi sinónimo de inyección de agua. Recuperación terciaria, la tercera fase de la producción, que fue obtenida después de la inyección de agua (o cualquier proceso secundario que se haya usado). Los procesos terciarios utilizan gases miscibles, productos químicos y/o energía térmica para desplazar aceite adicional después del proceso de recuperación secundaria. En la figura 1.1, muestra un ejemplo general de los porcentajes de recuperación, que se pueden lograr.<sup>7</sup>

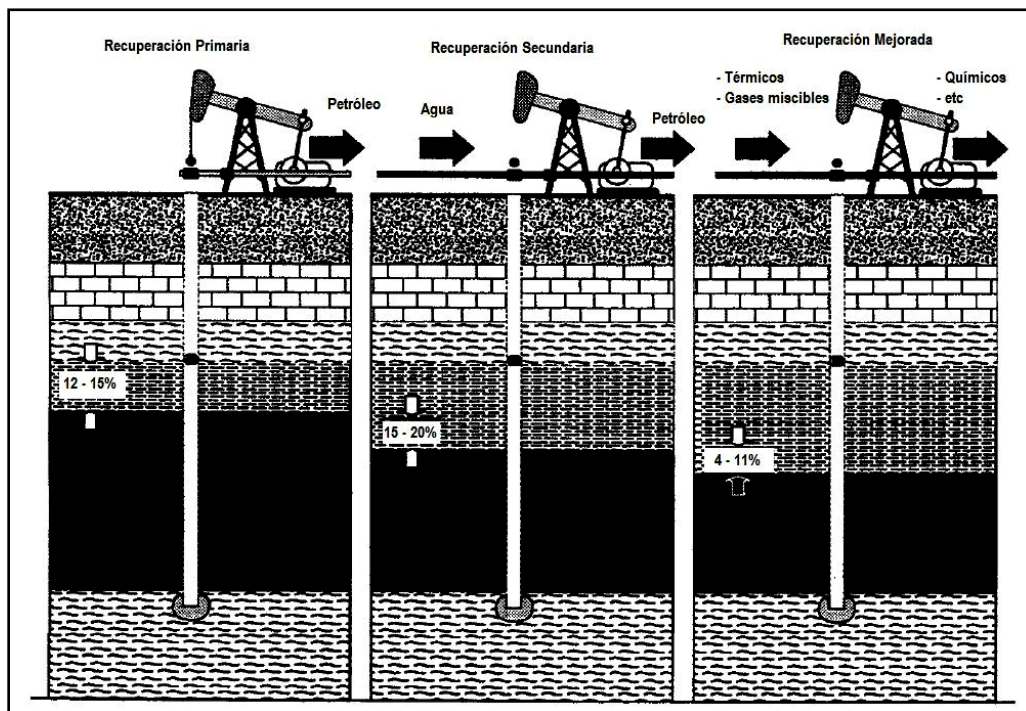


Figura 1.1 – Porcentajes representativos de recuperación de aceite.<sup>7</sup>



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

El inconveniente para la consideración de las tres etapas como una secuencia cronológica es que muchas operaciones de producción de yacimiento no se realizan en el orden especificado. Un ejemplo conocido es la producción de aceite pesado que se produce en gran parte del mundo. Si el crudo es lo suficientemente viscoso, no podrá fluir a gastos rentables bajo mecanismos naturales de energía, por lo que la producción primaria sería insignificante. Para este tipo de yacimientos, la inyección de agua no sería viable, por lo que el uso de energía térmica podría ser la única forma de recuperar una cantidad importante de petróleo. En este caso, un método considerado como terciario en un proceso normal en una secuencia cronológica de agotamiento sería utilizado como el primer, y quizás finalmente, método de recuperación.

En otras situaciones, el llamado proceso terciario podría ser aplicado como una operación secundaria en lugar de la inyección de agua. Esta acción podría ser dictada por factores tales como la naturaleza del proceso terciario, la disponibilidad de inyectables y el aspecto económico. Por ejemplo, si una inyección de agua antes de la aplicación del proceso terciario disminuyera la eficacia total, entonces la etapa de inyección de agua puede razonablemente ser evitada. En la figura 1.2, se observa un diagrama de los diferentes procesos actuales de recuperación de hidrocarburos.

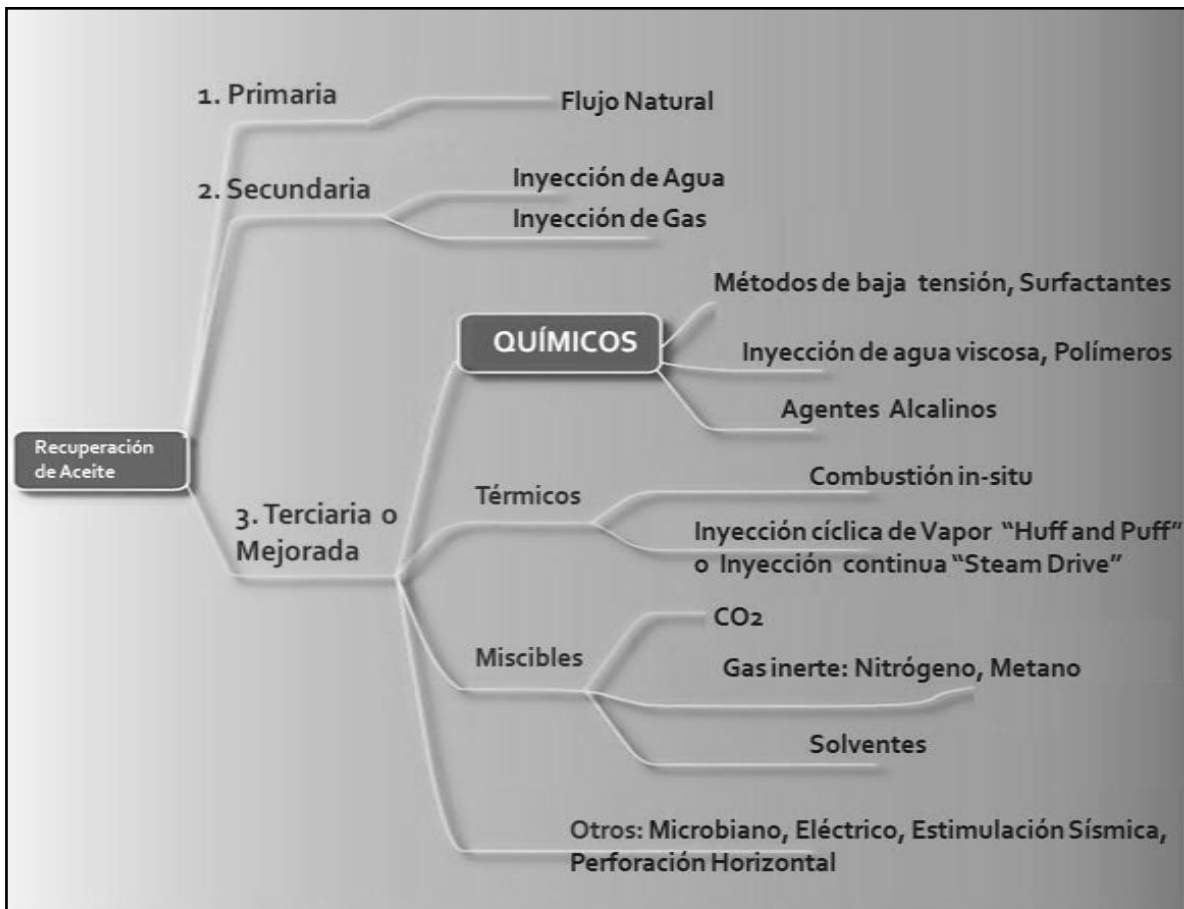


Figura 1.2 – Diferentes procesos actuales de recuperación de Aceite.



Debido a estas situaciones, el término "recuperación terciaria" cayó en incorrección en la literatura de ingeniería del petróleo y la designación de "Recuperación mejorada de petróleo" (del inglés: Enhanced Oil Recovery) se convirtió en la más aceptada. Este último término es el que se utilizará más adelante. Otra designación descriptiva comúnmente utilizada es "Improved Oil Recovery" (IOR), que no solo incluye a los procesos EOR, sino que también abarca una gama más amplia de actividades, por ejemplo, la caracterización del yacimiento, mejor administración del yacimiento, y la perforación de pozos de relleno. El término IOR no será utilizado.

Debido a la dificultad de la clasificación cronológica de la producción de aceite, la clasificación basada en la descripción del proceso es más útil y es ahora el enfoque general más aceptado, a pesar de que el nombramiento de los procesos todavía incorpora al sistema anterior basado en la cronología. Los procesos de recuperación de crudo ahora se clasifican como primaria, secundaria, y los procesos EOR. Un esquema de clasificación es claramente útil en la medida en que establece una base para la comunicación técnica entre las personas. Sin embargo, también tiene una utilidad pragmática en la aplicación de las leyes fiscales y las normas contables.

## **1.2 Mecanismos de recuperación primaria.**

La recuperación primaria es el resultado de utilizar la energía natural presente en el yacimiento como la principal fuente de energía para el desplazamiento de los hidrocarburos en pozos. Estas fuentes naturales de energía son: mecanismo natural de empuje por agua, mecanismo por gas en solución, expansión del fluido y de la roca, mecanismo por casquete de gas, y segregación gravitacional. El mecanismo de levantamiento de crudo a la superficie, una vez que está en el pozo, no es un factor en el esquema de clasificación.

### **1.2.1 Mecanismo natural de empuje por agua.**

Un yacimiento con empuje de agua tiene una conexión hidráulica entre el yacimiento y una roca porosa saturada con agua denominada acuífero, que puede estar por debajo de todo el yacimiento o de parte de él. A menudo los acuíferos se encuentran en el margen del campo, como se observa en la Figura 1.3. El agua en un acuífero está comprimida, pero a medida que la presión del yacimiento se reduce debido a la producción de petróleo, se expande y crea una invasión natural de agua en el límite yacimiento-acuífero. La energía del yacimiento también aumenta por la compresibilidad de la roca en el acuífero. Cuando éste es muy grande y contiene suficiente energía, todo el yacimiento puede ser invadido con esa agua.

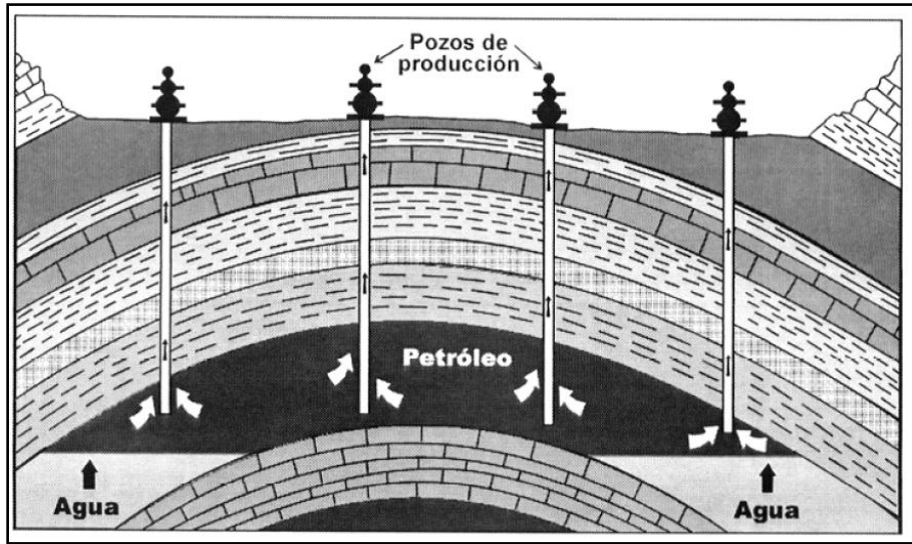


Figura 1.3. Yacimiento con empuje de agua (según Willhite<sup>1</sup>).

Como se observa en la Figura 1.4, en algunos yacimientos de empuje hidráulico se pueden obtener eficiencias de recobro entre un 30 y un 50% del aceite original in-situ. La geología del yacimiento, la heterogeneidad, y la posición estructural son variables importantes que afectan la eficiencia del recobro.

La extensión del acuífero y su capacidad energética no se conoce hasta que se tienen datos de la producción primaria, a menos que se cuente con una extensa información geológica sobre él, proveniente de perforaciones o de otras fuentes. Una medida de la capacidad del empuje con agua, se obtiene de la presión del yacimiento a determinada tasa de extracción de los fluidos, lo cual permite calcular el influjo de agua.

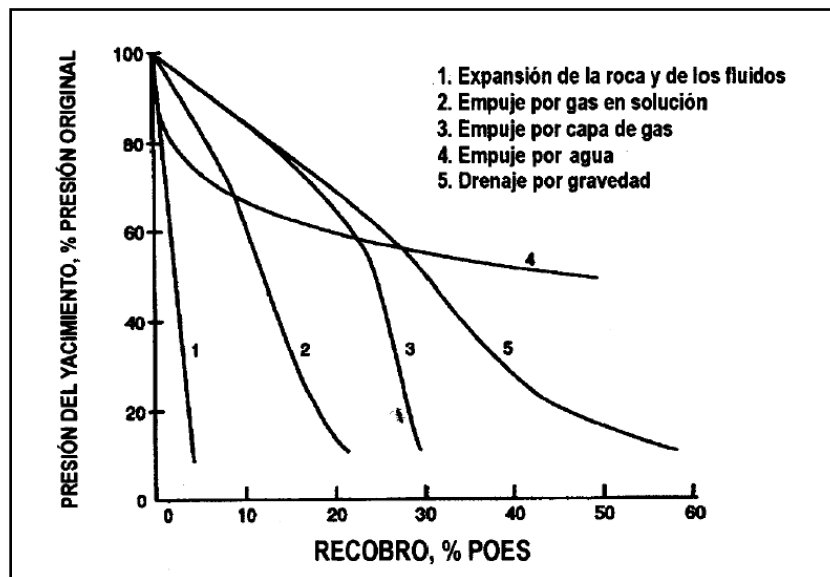


Figura 1.4 - Recuperación de petróleo por los diferentes mecanismos de producción primaria (según SatteryThakur<sup>2</sup>).

Si el acuífero no puede suministrar suficiente energía para alcanzar las tasas deseadas de extracción de los fluidos, manteniendo la presión del yacimiento, se puede implementar un programa de inyección de agua en el borde de éste para suministrar energía. Este programa se denomina mantenimiento de presión con inyección de agua. Se concluye que yacimientos con un fuerte acuífero son por su naturaleza invadidos por esta agua. No obstante, la heterogeneidad del yacimiento puede limitar el efecto del empuje natural de agua en algunas porciones del mismo.<sup>1</sup>

### 1.2.2. Empuje por gas en solución.

El aceite bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, en yacimiento, puede contener grandes cantidades de gas disuelto. Cuando la presión del yacimiento disminuye, debido a la extracción de los fluidos, el gas se desprende, se expande y desplaza el aceite del yacimiento hacia los pozos productores, tal como se observa en la Figura 1.5. La eficiencia de este mecanismo de empuje depende de la cantidad de gas en solución, de las propiedades de la roca y del aceite y de la estructura geológica del yacimiento. Las recuperaciones que se logran son bajas, en el orden de un 10 a 30% del aceite original in-situ, debido a que el gas en el yacimiento es más móvil que la fase aceite (Figura 1.4). A medida que la presión declina, el gas fluye a un gasto más rápido que la del aceite, provocando un rápido agotamiento de la energía del yacimiento, lo cual se nota en el incremento de las relaciones gas-aceite. Los yacimientos con empuje por gas en solución son usualmente buenos candidatos para la inyección de agua.<sup>1</sup>

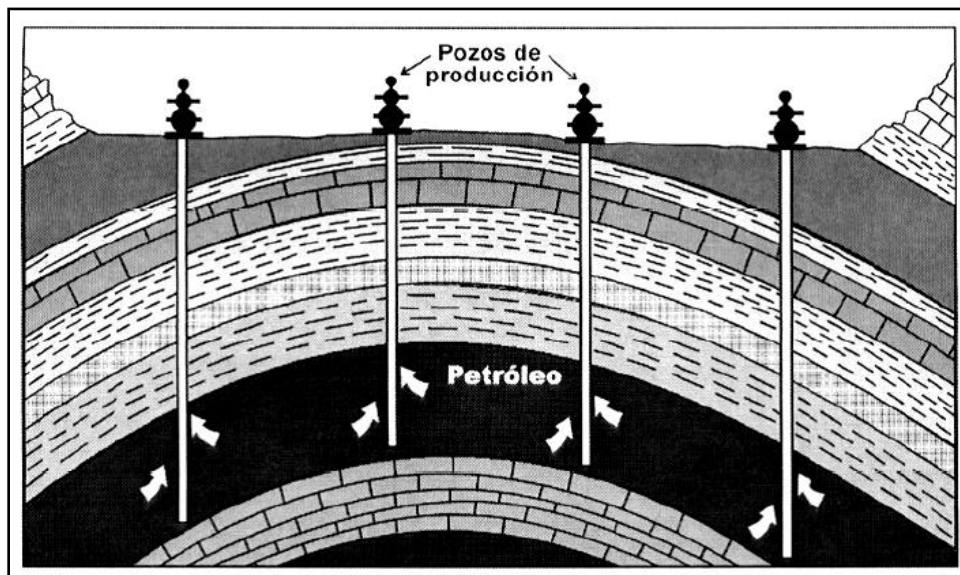


Figura 1.5 - Empuje por gas en solución (según Willhite<sup>1</sup>).

### 1.2.3. Expansión de la roca y de los fluidos

Se tiene un yacimiento bajosaturado, cuando contiene menos gas que el requerido para saturar el aceite a la presión y temperatura del yacimiento. Cuando el yacimiento se encuentra bajosaturado, gran parte de la energía del yacimiento se almacena por la compresibilidad de la roca y de los fluidos; como consecuencia, la presión declina rápidamente a medida que se extraen los fluidos hasta que se alcanza la presión de burbuja. Entonces, el empuje por gas en solución se transforma en la fuente de energía para el desplazamiento de los fluidos. Un yacimiento bajosaturado se puede identificar por los datos de presión del yacimiento, realizando un análisis de los fluidos del yacimiento o mediante un análisis PVT. Estos yacimientos son buenos candidatos para la inyección de agua con el fin de mantener alta la presión del yacimiento y para incrementar la recuperación de aceite.<sup>1</sup>

### 1.2.4. Empuje por casquete de gas.

Cuando un yacimiento tiene un casquete de gas muy grande, como se muestra en la Figura 1.6, debe existir una gran cantidad de energía almacenada en forma de gas comprimido, el cual provoca la expansión de la capa o casquete a medida que los fluidos se extraen del yacimiento, de modo que el petróleo se desplaza por el empuje del gas ayudado por el drenaje por acción de la fuerza de gravedad. La expansión de la capa de gas está limitada por el nivel deseado de la presión del yacimiento y por la producción de gas después que los conos de gas llegan a los pozos productores.

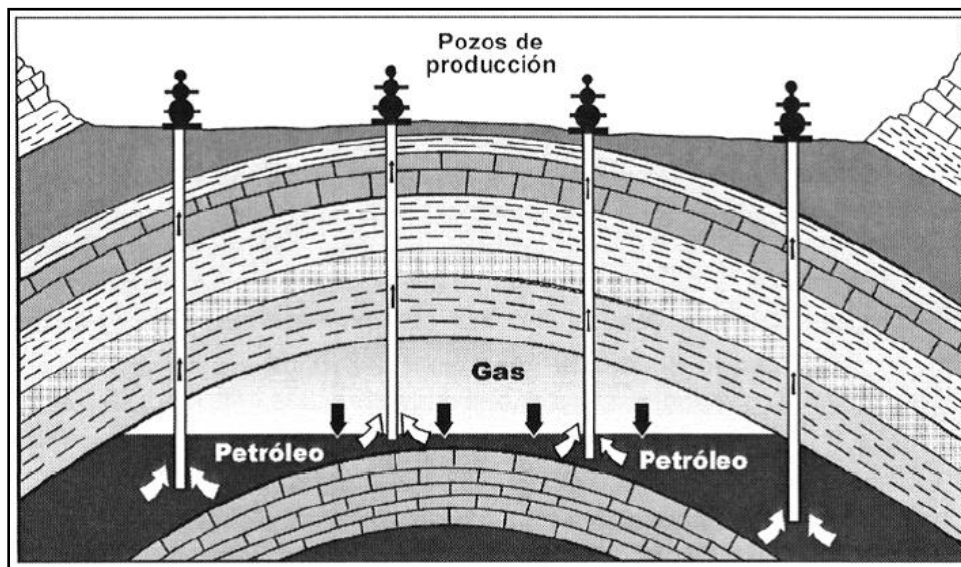


Figura 1.6. Yacimientos con empuje por casquete de gas (según Willhite<sup>1</sup>).

Los yacimientos con casquete de gas muy grande no se consideran como buenos candidatos para la inyección de agua; en su lugar, se utiliza la inyección de gas para mantener la presión dentro de la capa. Cuando en tales yacimientos existe

una zona de agua en el fondo, se puede aplicar un programa combinado de inyección de agua y gas, tal como se observa en la Figura 1.7. Se deben tomar precauciones con estos programas combinados de inyección, ya que existe el riesgo de que el petróleo sea desplazado hacia la región de la capa de gas y quede atrapado al final de la invasión.<sup>1</sup>

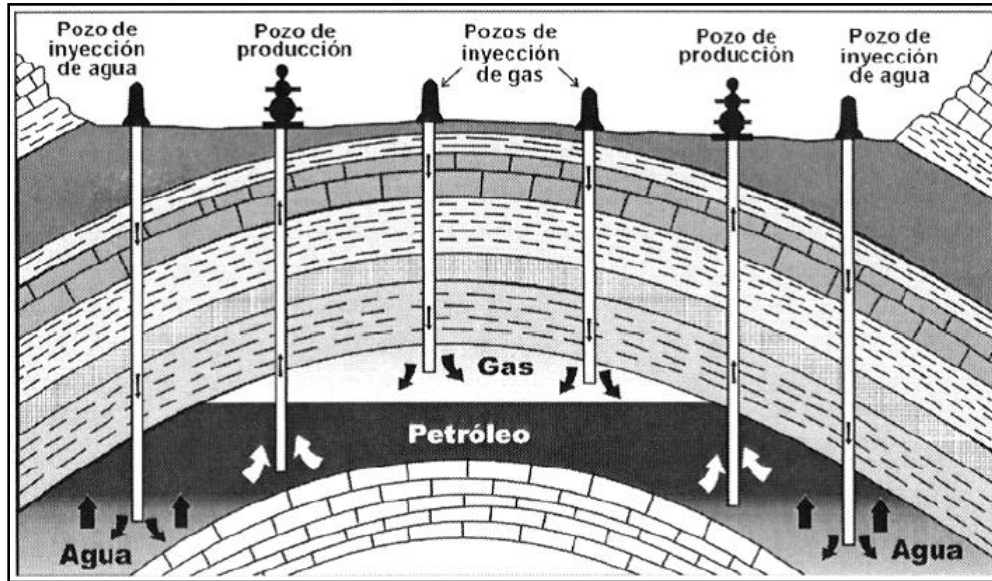


Figura 1.7. Empuje combinado de inyección de agua y gas (según Willhite<sup>1</sup>).

### 1.2.5 Segregación Gravitacional.

El drenaje por gravedad puede ser un método primario de producción en yacimientos de gran espesor que tienen una buena comunicación vertical y en los que tienen un marcado buzamiento. El drenaje por gravedad es un proceso lento porque el gas debe migrar a la parte más alta de la estructura o al tope de la formación para llenar el espacio formalmente ocupado por el petróleo y crear una capa secundaria de gas. La migración del gas es relativamente rápida comparada con el drenaje del petróleo, de forma que los gastos de aceite son controlados por la tasa del drenaje de aceite. El drenaje por gravedad es un mecanismo importante de producción en varios yacimientos de California. Sin embargo, como estos yacimientos contienen crudos pesados no son candidatos para la inyección de agua.<sup>1</sup>

Un aspecto común a todos los mecanismos de agotamiento o de recuperación primaria es el hecho de que para que los mismos actúen debe existir una reducción de presión en el yacimiento; por esta razón, cuando en algún momento de la vida de un yacimiento se inicia un proceso de inyección de fluidos que mantiene total o parcialmente la presión promedio del yacimiento, se está reemplazando, total o parcialmente según el grado de mantenimiento de presión, un mecanismo primario por uno de recuperación secundaria o adicional, basado principalmente en el desplazamiento inmisible del fluido en el yacimiento

(petróleo) por el fluido inyectado (agua o gas). La efectividad y rentabilidad de este reemplazo de mecanismo en cualquier etapa de la vida de un yacimiento, determina el momento óptimo en que se debe iniciar un proceso de inyección de fluidos.

### **1.3 Recuperación Secundaria.**

La recuperación secundaria es el resultado del aumento de energía natural a través de la inyección de agua o gas para desplazar el crudo hacia los pozos productores. La inyección de gas, en este caso, o bien en el casquete de gas para el mantenimiento de la presión y la expansión del casquete de gas o en pozos, con columna de aceite para desplazar el aceite inmisible según la permeabilidad relativa y las consideraciones de barrido volumétrico. Procesos de gas basados en otros mecanismos, como la expansión del aceite, reducción de viscosidad del aceite, o comportamiento favorable de fase, son considerados procesos EOR. Un desplazamiento de gas inmisible no es tan eficaz como una inyección de agua y se utiliza con poca frecuencia como un proceso de recuperación secundaria hoy día. (Su uso en épocas anteriores era mucho más predominante.) Hoy, la inyección de agua es casi sinónimo con la clasificación de recuperación secundaria.

### **1.4. Inyección de Agua.**

La inyección de agua tuvo sus comienzos en la ciudad de Pithole,<sup>7</sup> al oeste de Pennsylvania, en el año 1865. Como sucede frecuentemente en el desarrollo de nuevas tecnologías, la primera inyección ocurrió accidentalmente cuando el agua, proveniente de algunas arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de aguas superficiales, se movía a través de las formaciones petrolíferas, entraba al intervalo productor en los pozos perforados e incrementaba la producción de petróleo en los pozos vecinos. En esa época se pensó que la función principal de la inyección de agua era la de mantener la presión del yacimiento y no fue sino hasta los primeros años de 1890, cuando los operadores notaron que el agua que había entrado a la zona productora había mejorado la producción.

Para 1907, la práctica de la inyección de agua tuvo un apreciable impacto en la producción de aceite del Campo Bradford. El primer patrón de flujo, denominado una invasión circular, consistió en inyectar agua en un solo pozo; a medida que aumentaba la zona invadida y que los pozos productores que la rodeaban eran invadidos con agua, éstos se iban convirtiendo en inyectores para crear un frente más amplio. Este método se expandió lentamente en otras provincias productoras de aceite debido a varios factores, especialmente a que se entendía muy poco y a que muchos operadores estuvieron en contra de la inyección de agua dentro de la arena. Además, al mismo tiempo que la inyección de agua, se desarrolló la inyección de gas, generándose en algunos yacimientos un proceso competitivo entre ambos métodos. En 1921, la invasión circular se cambió por un arreglo en línea, en el cual dos filas de pozos productores se alternaron en ambos lados con una línea igual de pozos inyectores. Para 1928, el patrón de línea se reemplazó por un arreglo de 5 pozos. Después de 1940, la práctica de la inyección de agua

se expandió rápidamente y se permitieron mayores tasas de inyección-producción. En la actualidad, es el principal y más conocido de los métodos de recuperación secundaria, constituyéndose en el proceso que más ha contribuido a la recuperación de aceite. Hoy en día, más de la mitad de la producción mundial de aceite se debe a la inyección de agua. La Figura 1.8 presenta un esquema del desplazamiento de aceite por agua en un canal de flujo.

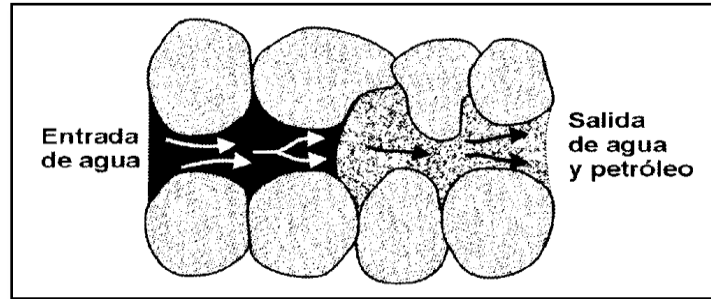


Figura 1.8 - Esquema del desplazamiento de aceite por agua en un canal de flujo (según Clark<sup>3</sup>).

#### 1.4.1 Tipos de Inyección.

De acuerdo con la posición de los pozos inyectoros y productores, la inyección de agua se puede llevar a cabo de dos formas diferentes: inyección periférica o externa e inyección en arreglos o dispersa.

#### 1.4.2 Inyección periférica o externa.

Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de aceite, en los flancos del yacimiento. Se conoce también como inyección tradicional y en este caso, como se observa en la Figura 1.9, el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua-aceite.

Características:

1. Se utiliza cuando no se posee una buena descripción del yacimiento y/o la estructura del mismo favorece la inyección de agua.
2. Los pozos de inyección se colocan en el acuífero, fuera de la zona de aceite.

Ventajas:

1. Se utilizan pocos pozos.
2. No requiere de la perforación de pozos adicionales, ya que se pueden usar pozos productores viejos como inyectoros. Esto disminuye la inversión en áreas donde se tienen pozos perforados en forma irregular o donde el espaciamiento de los pozos es muy grande.
3. No es indispensable una buena descripción del yacimiento para iniciar el proceso de invasión con agua por flancos.

4. Rinde una alta recuperación de aceite con un mínimo de producción de agua. En este tipo de proyectos, la producción de agua puede ser retrasada hasta que el agua llegue a la última fila de pozos productores. Esto disminuye los costos de las instalaciones de producción de superficie para la separación agua-aceite.

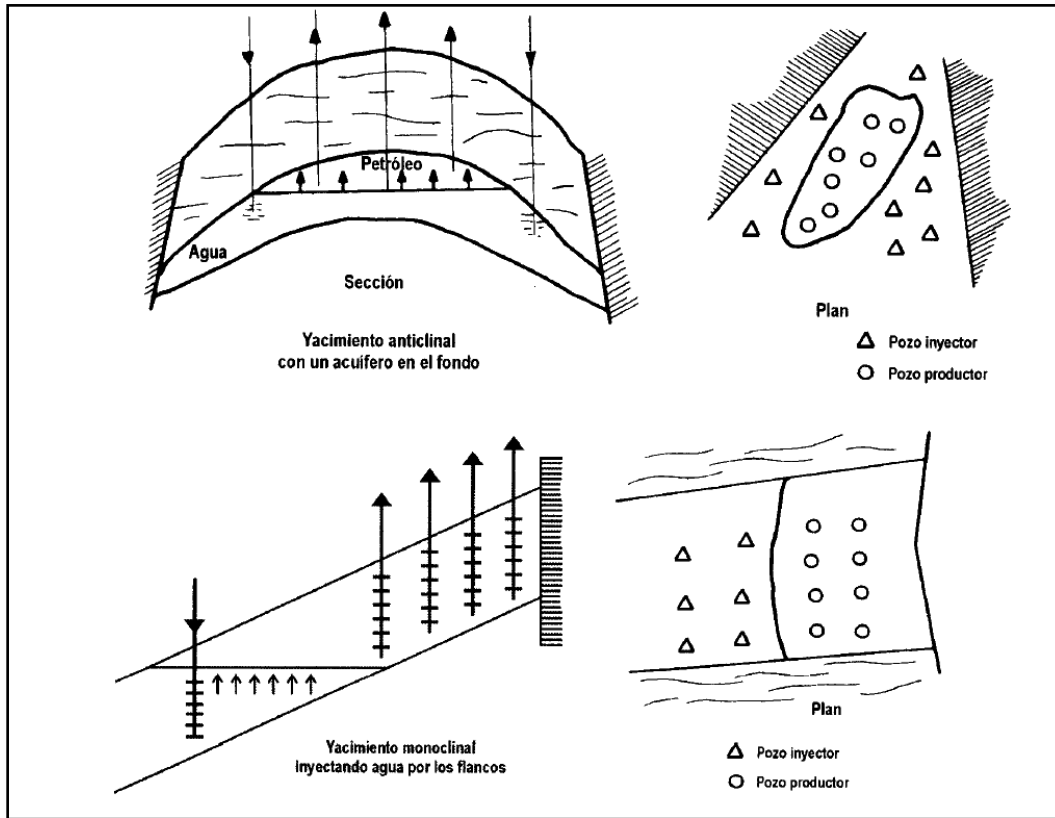


Figura 1.9 - Inyección de agua externa o periférica (según Latil<sup>4</sup>).

**Desventajas:**

1. Una porción del agua inyectada no se utiliza para desplazar el aceite.
2. No es posible lograr un seguimiento detallado del frente de invasión, como sí es posible hacerlo en la inyección de agua en arreglos.
3. En algunos yacimientos, no es capaz de mantener la presión de la parte central del mismo y es necesario hacer una inyección en arreglos en esa parte de los yacimientos.
4. Puede fallar por no existir una buena comunicación entre la periferia y el yacimiento.
5. El proceso de invasión y desplazamiento es lento y, por lo tanto, la recuperación de la inversión es a largo plazo.



### 1.4.3 Inyección en arreglos o dispersa.

Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de aceite. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos (aceite/gas) del volumen invadido hacia los pozos productores. Este tipo de inyección también se conoce como inyección de agua interna, ya que el fluido se inyecta en la zona de aceite a través de un número apreciable de pozos inyectoros que forman un arreglo geométrico con los pozos productores, como se observa en la Figura 1.10.

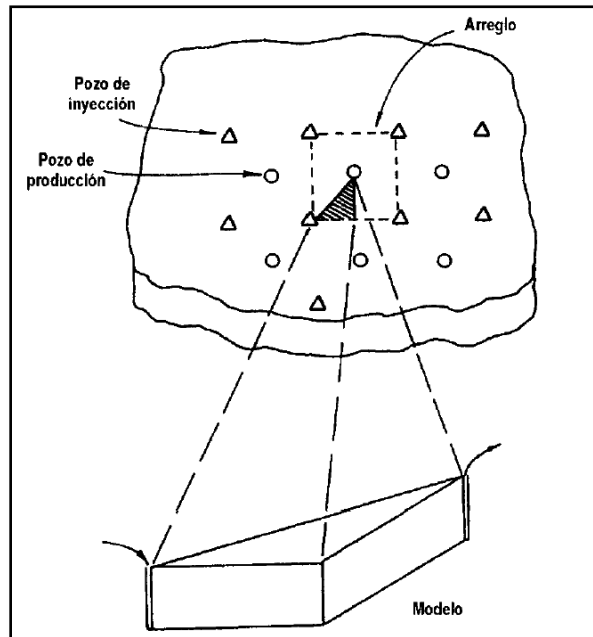


Figura 1.10 - Inyección de agua en un arreglo de 5 pozos (según Craig<sup>5</sup>).

#### Características:

1. La selección del arreglo depende de la estructura y límites del yacimiento, de la continuidad de las arenas, de la permeabilidad ( $k$ ), de la porosidad ( $\phi$ ) y del número y posición de los pozos existentes.
2. Se emplea, particularmente, en yacimientos con poco buzamiento y una gran extensión areal.
3. A fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectoros se distribuyen entre los pozos productores, para lo cual se convierten los pozos productores existentes en inyectoros, o se perforan pozos inyectoros interespaciados. En ambos casos, el propósito es obtener una distribución uniforme de los pozos, similar a la utilizada en la fase primaria de recuperación.

#### Ventajas:

1. Produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos, de bajos buzamientos y bajas permeabilidades, debido a que la distancia inyector-

productor es pequeña. Esto es muy importante en yacimientos de baja permeabilidad.

2. Rápida respuesta del yacimiento.
3. Elevada eficiencia del barrido areal.
4. Permite un buen control del frente de invasión.
5. Disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades sobre la recuperación.
6. Rápida respuesta en presiones.
7. El volumen de la zona de aceite es grande en un período corto.

Desventajas:

1. En comparación con la inyección externa, este método requiere una mayor inversión, debido al alto número de pozos inyectores.
2. Requiere mejor descripción del yacimiento.
3. Exige un mayor seguimiento y control y, por lo tanto, mayor cantidad de recursos humanos. Es más riesgosa.

Es importante señalar que la práctica de arreglos geométricos regulares para ubicar los pozos inyectores es algo que cada día se usa menos, ya que con los avances en descripción de yacimientos, al tener una buena idea de las características de flujo y la descripción sedimentológica, es posible ubicar productores e inyectores en forma irregular, pero aprovechando al máximo el conocimiento de las características de yacimiento y optimizando el número de pozos.

### **1.5. Inyección de gas.**

La inyección de gas natural fue el primer método sugerido para mejorar el recobro de aceite y se usó inicialmente a comienzos del año 1900, con fines de mantenimiento de presión. Posteriormente, se llevaron a cabo otras aplicaciones que fueron calificadas como proyectos de recuperación secundaria, ya que el gas inyectado, además de aumentar la energía del yacimiento, debía desplazar el aceite y, generalmente, al final de los proyectos de inyección de gas se lograba una recuperación adicional de aceite, agotando aceleradamente la presión del yacimiento. Son muchos los factores que influyen en la cantidad de aceite adicional que puede obtenerse por la inyección de gas. Ferrer<sup>7</sup> señala como las más importantes: las propiedades de los fluidos del yacimiento, el tipo de empuje, la geometría del yacimiento, la continuidad de la arena, el relieve estructural, las propiedades de la roca y la temperatura y presión del yacimiento. El sólo propósito de mejorar los métodos de producción justifica, en la mayoría de los casos, la inyección de gas; como éste es más liviano que el aceite, tiende a formar una capa artificial de gas bien definida, aun en formaciones de poco buzamiento. Si la producción se extrae de la parte más baja de la capa, dará como resultado una forma de conservación de energía y la posibilidad de mantener los gastos de producción relativamente elevadas, recobrando en un tiempo más corto lo que por medio natural requeriría un período más largo. Además, el gas disuelto en el

aceite disminuye su viscosidad y mantiene alta la presión y, en consecuencia, los pozos productores pueden mantener el gasto de producción a un nivel más elevado durante la vida productiva del campo. La Figura 1.11 muestra un esquema del desplazamiento de aceite por gas en un canal poroso. Otros beneficios de la inyección de gas es que, en muchas ocasiones, cuando los organismos oficiales no permiten el desperdicio del gas, es recomendable conservarlo para futuros mercados y, en ese caso, se inyecta en un yacimiento para almacenarlo. Además, como se dispone de gas en algunas áreas de producción, ya sea del mismo yacimiento que se está explotando o de otras fuentes, y como es un fluido no reactivo con las rocas del yacimiento, puede inyectarse sin presentar mayores dificultades.

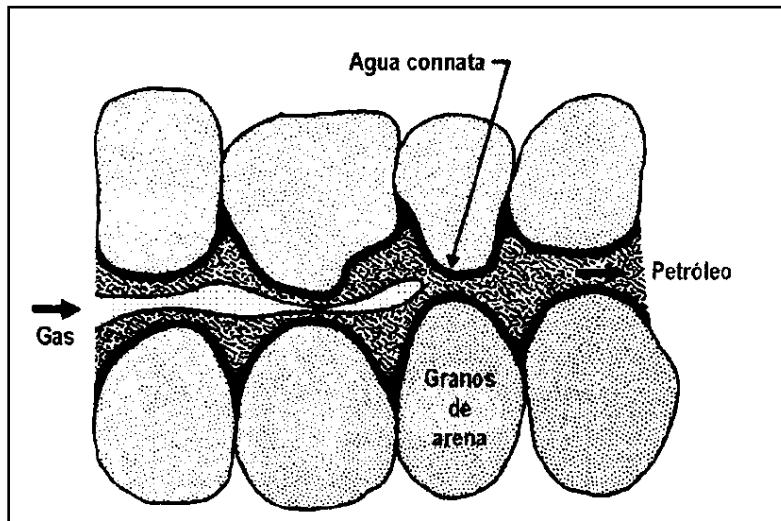


Figura 1.11 - Esquema del desplazamiento de aceite por gas en un medio poroso (según Clark<sup>3</sup>).

### 1.5.1 Mecanismos de desplazamiento

La inyección de gas dentro del yacimiento puede aumentar el flujo de aceite debido a los siguientes mecanismos:

1. Reducción de la viscosidad.
2. Aumento de la energía del yacimiento.
3. Eliminación de depósitos sólidos.
4. Vaporización.

### 1.5.2 Reducción de la viscosidad

El gas inyectado se disuelve en el aceite y reduce su viscosidad y, por lo tanto, la resistencia al flujo cerca del pozo de inyección también se reduce. De esta manera, se forma un banco de aceite de menor viscosidad alrededor del pozo. Sólo se requieren reducciones moderadas para lograr los beneficios de este mecanismo, pero, para que esto ocurra, la eficiencia del contacto del gas inyectado y el aceite debe ser buena.

### **1.5.3 Aumento de la energía del yacimiento**

El gas inyectado aumenta la energía del yacimiento, efecto transitorio que dura sólo un corto tiempo, lo cual puede ser el principal efecto cuando los períodos de inyección de gas son cortos.

### **1.5.4 Eliminación de depósitos sólidos**

El flujo de aceite aumentará al eliminar, del pozo inyector o de las zonas adyacentes del yacimiento, los depósitos sólidos de hidrocarburos, como los asfáltenos. Hay que tener en cuenta, sin embargo, que el flujo de aceite se reducirá como consecuencia del aumento de la saturación de gas.

### **1.5.5 Vaporización**

En algunos casos este mecanismo puede ser el causante de que se produzcan cantidades adicionales de aceite por recuperación secundaria: una porción del aceite contactado por el gas seco inyectado se vaporiza y se mueve hacia los pozos productores en la fase de vapor.

### **1.5.6 Tipos de inyección**

Las operaciones de inyección de gas se clasifican en dos tipos generales: inyección de gas interna o dispersa e inyección de gas externa.

### **1.5.7 Inyección de gas interna o dispersa**

Este proceso se refiere a la inyección de gas dentro de la zona de aceite. Se aplica, por lo general, en yacimientos con empuje por gas en solución, sin casquete de gas inicial y donde no hay tendencia a desarrollarse un casquete de gas secundario. El gas inyectado emerge junto con el aceite al poco tiempo de haber sido inyectado.

Características:

- 1.- Se aplica en yacimientos homogéneos, con poco buzamiento y con poco espesor relativo.
- 2.- Generalmente, se requiere un número elevado de puntos de inyección. Los pozos de inyección se colocan formando cierto arreglo geométrico con el fin de distribuir el gas inyectado a través de la zona productora del yacimiento. Como se muestra en la Figura 1.12, la selección de dichos pozos y el tipo de arreglo dependen de la configuración del yacimiento con respecto a la estructura, al número y a la posición de los pozos existentes, de la continuidad de la arena y de las variaciones de porosidad y permeabilidad.
- 3.- La permeabilidad efectiva al gas debe ser preferiblemente baja.

Ventajas:

- 1.- Es posible orientar el gas inyectado hacia las zonas más apropiadas.
- 2.- La cantidad de gas inyectado puede optimarse mediante el control de la producción e inyección de gas.

Desventajas:

- 1.- Generalmente, la eficiencia de recuperación mejora muy poco o nada como consecuencia de la posición estructural o drenaje por gravedad.
- 2.- La eficiencia de barrido areal es inferior a la que se logra en operaciones de inyección externa.
- 3.- Los canales de gas formados por la alta velocidad de flujo originan que la eficiencia de recuperación sea inferior a lo que se logra por la inyección externa.
- 4.- La cantidad de pozos de inyección requeridos aumentan los costos de operación y de producción.

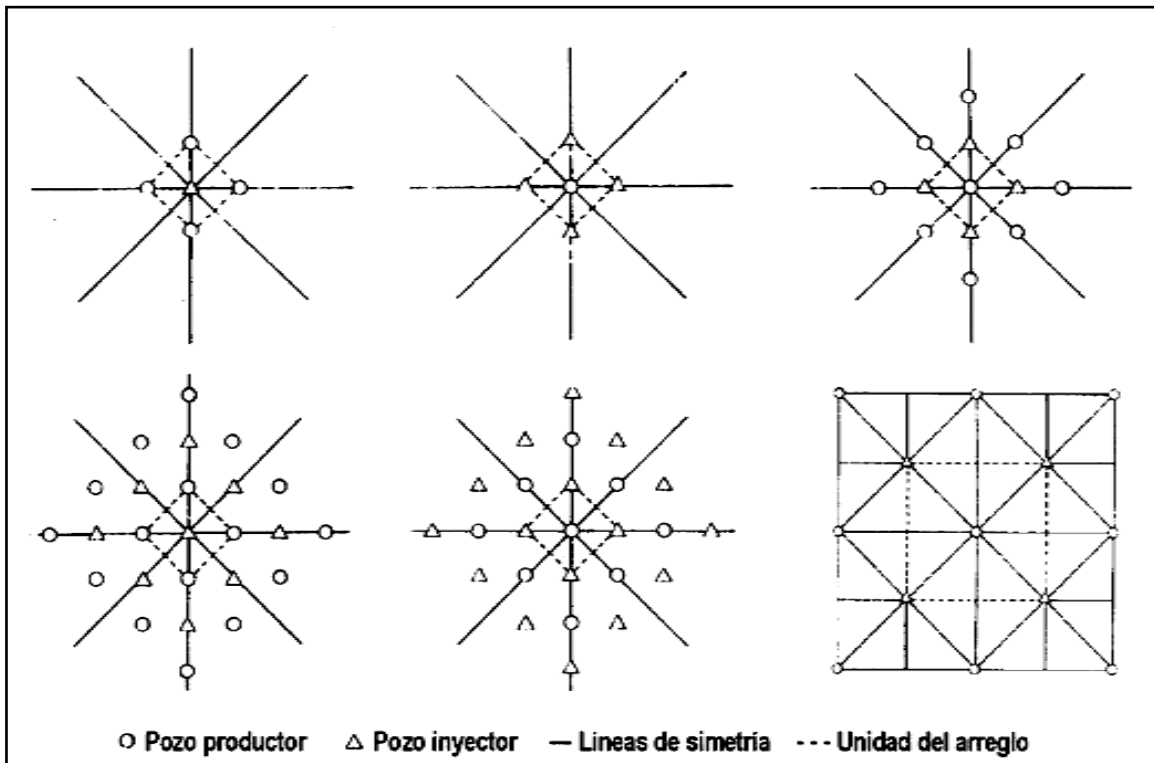


Figura 1.12 - Selección de diferentes patrones de pozos para la inyección de gas dispersa.<sup>7</sup>

### 1.5.8 Inyección de gas externa

Se refiere a la inyección de gas en la cresta de la estructura donde se encuentra el casquete de gas, bien sea primario o secundario (Figura 1.13). Por lo general, se

lleva a cabo en yacimientos donde ocurre segregación debido a la influencia de las fuerzas de gravedad.

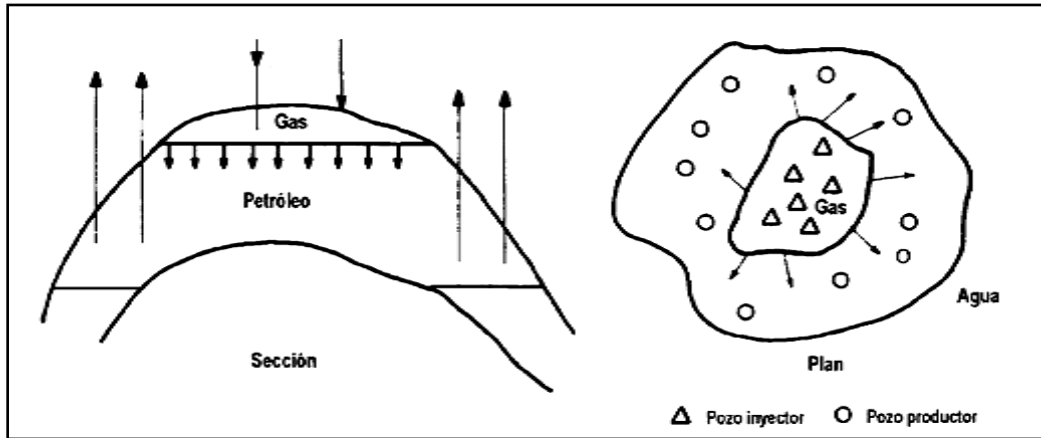


Figura 1.13 - Inyección de gas externa (según Latil<sup>4</sup>).

Características:

1. Se usa en yacimientos de alto relieve estructural, para permitir que la casquete de gas desplace el aceite.
2. Se aplica en yacimientos con altas permeabilidades verticales, >200 md.
3. Los pozos de inyección se colocan de manera que se logre una buena distribución areal del gas inyectado, a fin de obtener mayores beneficios del drenaje por gravedad. La cantidad de pozos requeridos para un determinado yacimiento depende de la inyectividad y de los puntos de inyección que se requieran.

Ventajas:

En comparación con lo que se obtiene con la inyección interna:

- 1.- La eficiencia de barrido areal en este tipo de inyección es superior.
- 2.- Los beneficios obtenidos del drenaje por gravedad son mayores.
- 3.- El factor de conformación o eficiencia de barrido vertical es generalmente mayor.

Desventajas:

- 1.- Requiere buena permeabilidad vertical del yacimiento.
- 2.- Es necesario controlar la producción de gas libre de la zona de aceite.
- 3.- Las intercalaciones de lutitas, así como las barreras, son inconvenientes para la inyección de gas externa.

## 1.6 Procesos EOR.

El proceso EOR resulta principalmente de la inyección de gases o químicos líquidos y / o el uso de energía térmica. Gases hidrocarburos, CO<sub>2</sub>, nitrógeno y gases de combustión se encuentran entre los gases utilizados en los procesos EOR. Una serie de productos químicos líquidos se utilizan comúnmente, incluyendo polímeros, surfactantes, hidrocarburos y solventes. Típicamente los procesos térmicos consisten en el uso de vapor o agua caliente, o dependen de la generación in-situ de energía térmica a través de la combustión de aceite en la roca del yacimiento.

Un proceso EOR implica la inyección de un fluido o fluidos de algún tipo en el yacimiento. Los fluidos inyectados y los procesos de inyección complementan la energía natural presente en el yacimiento para desplazar el aceite al pozo productor. Además, los fluidos inyectados interactúan con el sistema roca/aceite del yacimiento para crear condiciones favorables para la recuperación de aceite. Estas interacciones podrían resultar en, por ejemplo, bajas IFT, expansión del aceite, reducción de viscosidad del aceite, cambios en la mojabilidad, o en comportamiento de fase favorable. Las interacciones son atribuibles a los mecanismos físicos y químicos y a la inyección o producción de energía térmica. La simple inyección de agua o la inyección de gas seco para el mantenimiento de la presión o para el desplazamiento de aceite son descartadas de la definición.

A menudo implica la inyección de más de un fluido. En un caso típico, un volumen relativamente pequeño con un químico (bache primario y de alto costo) se inyecta para movilizar el aceite. Este primer bache se desplaza con un volumen mayor de un producto químico relativamente barato (bache secundario). El objetivo del bache secundario es el de desplazar el bache primario de manera eficiente con el menor deterioro posible de dicho primer bache. En algunos casos, los fluidos adicionales, incluso de menor costo unitario se inyectan después de un bache secundario para reducir gastos. En el caso de múltiple inyección de fluidos, todos los líquidos inyectados se consideran parte del proceso de EOR, aun cuando el bache de químicos final pudiera ser agua o gas seco que se inyectan únicamente para el desplazamiento volumétrico de los fluidos inyectados en el anterior proceso.

### 1.6.1 Potencial de los procesos EOR.

Varios estudios<sup>6</sup> en los Estados Unidos han estimado la recuperación potencial de aceite mediante la aplicación de procesos EOR. Parte de los objetivos de estos estudios fueron el de estimar los recursos de aceite designados para EOR, es decir, la cantidad de petróleo que queda tras el agotamiento de la recuperación debida a los procesos primario y secundario. La Figura 1.14, la cual muestra los recursos totales de aceite de los EE.UU., es un ejemplo reciente. En los EE.UU. a finales de 1993, alrededor de  $536 \times 10^9$  bbl de petróleo habían sido descubiertos. La producción acumulada hasta 1993 era de aproximadamente  $162 \times 10^9$  bbl y las reservas probadas ascendían a  $23 \times 10^9$  bbl. Las reservas probadas es el aceite

que queda en los yacimientos conocidos que pueden llegar a ser recuperado mediante la aplicación de la actual tecnología a las condiciones económicas en la fecha especificada. Así pues, las reservas probadas a finales de 1993 incluyen la recuperación primaria y recuperación por inyección de agua. Una pequeña cantidad de aceite EOR también se incluye en las reservas probadas y es principalmente de aceite que se espera recuperar mediante la aplicación de procesos de vapor en California.

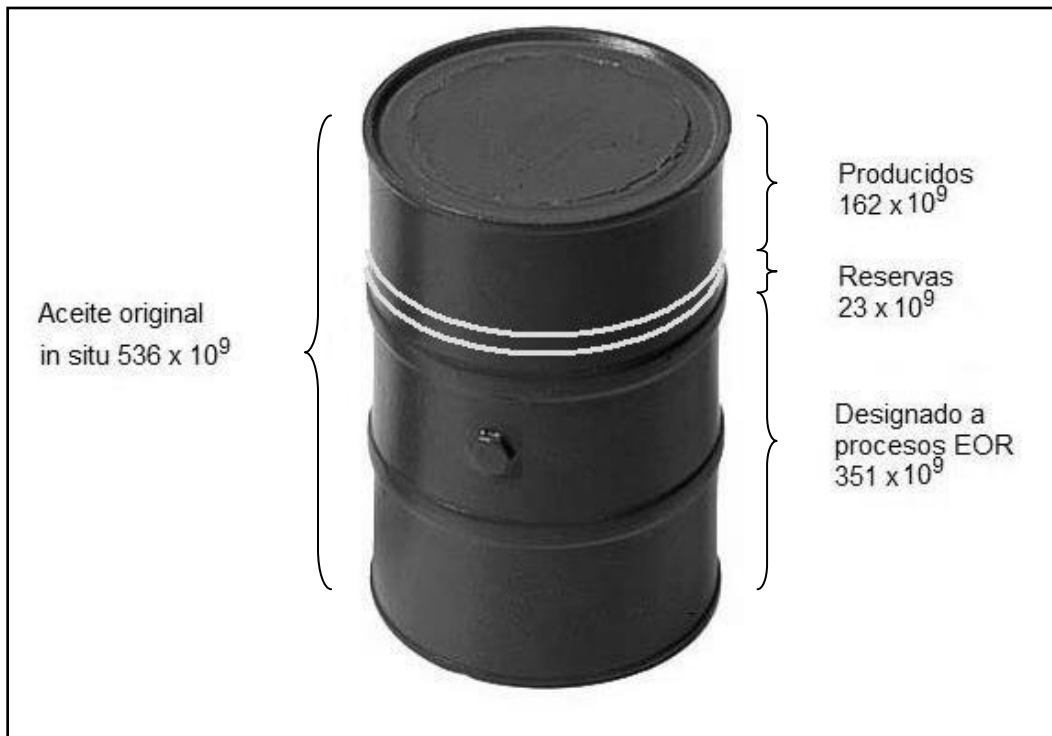


Figura 1.14 - Barril de aceite mostrando el aceite producido, reservas probadas y el aceite designado para procesos EOR a finales de 1993.<sup>6</sup>

Como se muestra en la Figura 1.14, la producción acumulada más las reservas de petróleo representan aproximadamente un tercio del aceite original in situ (OOIP). Por lo tanto, el objetivo total para los procesos de EOR es grande, por un monto de alrededor de  $351 \times 10^9$  bbl en los EE.UU. solamente. Si esta tercera parte recuperada por producción primaria mas la secundaria se tiene en todo el mundo, entonces lo designado al EOR, que es de aproximadamente  $2 \times 10^{12}$  bbl en mundo, no incluidos los países que tenían economía de planificación centralizada.

A finales del año 2000, la producción mundial de aceite por procesos de recuperación mejorada alcanzó los 2 millones de barriles diarios, lo cual representa cerca del 3% de la producción mundial. La Figura 1.15 muestra la distribución de esta producción, en la cual destaca la de Estados Unidos como la más elevada del mundo, con un 39% de la misma, demostrando el interés y la necesidad de este país por tales procesos. La producción EOR es de 748.000 BPD, cerca del 13% de la producción total.<sup>7</sup>



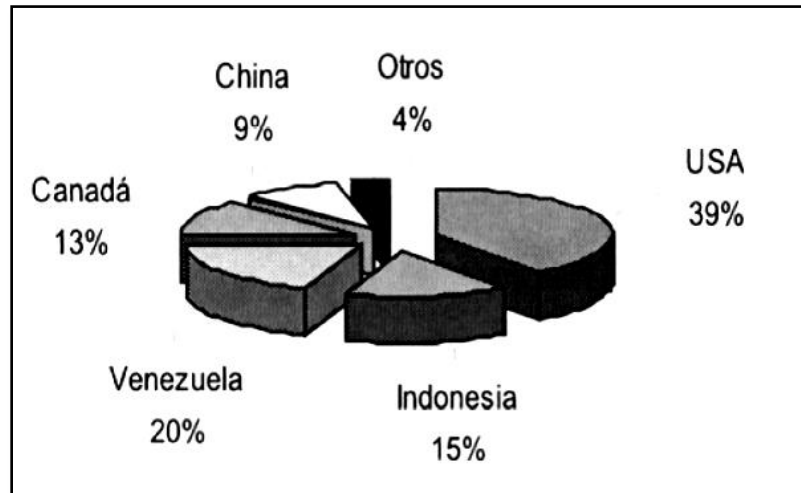


Figura 1.15 - Producción de aceite mediante procesos EOR en el año 2000.<sup>7</sup>

Otros países con producción EOR significativa son:

- Venezuela con 370.000 BPD (la producción fría de los crudos pesados de la Faja del Orinoco añade otros 250.000 BPD).
- Indonesia, 283.000 BPD.
- Canadá con 233.000 BPD y se añaden 200.000 BPD de las arenas bituminosas.
- China, 165.000 BPD.
- Alemania, Colombia, los Emiratos Árabes Unidos, India, Libia, Francia, Trinidad y Turquía, engloban un total aproximado de 68.000 BPD.

En la Tabla 1.1 se presenta cuál ha sido la producción adicional y el número de proyectos de los diferentes métodos EOR aplicados en escala mundial. Actualmente, se encuentran activos 344 proyectos EOR, algunos experimentales, y su producción mundial está por encima de los 1,8 MM de BPD, de un total de 74 MM de BPD de producción. Se estima que en el año 2020, EOR representará el 50% de la producción mundial. Como se puede apreciar, el patrón de participación es de un 55% para los proyectos térmicos, 35% para los de inyección de gases y 10% para los químicos. Entre los métodos térmicos, la inyección de vapor registra el porcentaje de participación más alto de la producción mundial, observándose su mayor aplicación en Indonesia, Venezuela, China y Estados Unidos. El proyecto de inyección de vapor más grande en el mundo es el del Campo Duri en Indonesia, el cual produce 283.000 BPD.<sup>7</sup>

Tabla 1.1 – Producción adicional y número de proyectos EOR a nivel mundial vigentes en el año 2000.<sup>8</sup>

País	Térmicos		Químicos		Gases	
	Nº Proyectos	Producción, BPD	Nº Proyectos	Producción, BPD	Nº Proyectos	Producción, BPD
Estados Unidos	86	417.675	10	1.658	74	328.759
Indonesia	3	283.000	2	400	-	-
Venezuela**	38	199.578	-	-	3	166.000
Canadá	16	193.075	-	-	34	40.314
China	18	151.651	18	13.659	2*	0
Otros	28	19.114	4	509	8	48.613
<b>Total</b>	<b>189</b>	<b>1.264.093</b>	<b>34</b>	<b>16.266</b>	<b>121</b>	<b>543.372</b>

\*Proyectos con bacterias. \*\*No incluye la Faja Petrolífera del Orinoco.

Tal como se observa en la Figura 1.16, en Canadá el proceso dominante es el desplazamiento miscible. Le sigue la inyección de vapor, cuya aplicación continuará creciendo en importancia a medida que las reservas de crudo pesado se vayan explotando. Se estima que la producción de aceite pesado en Alberta alcance 1,5 millones de BPD para el 2010. Estas operaciones incluyen minería de superficie, con un costo estimado de 25,4 billones de dólares canadienses. Por su parte, en Estados Unidos, el principal método es la inyección de vapor, cuya aplicación está limitada a los crudos pesados de California. Le sigue en orden de importancia la inyección miscible de CO<sub>2</sub>, utilizada en las áreas donde esta fuente es más barata.

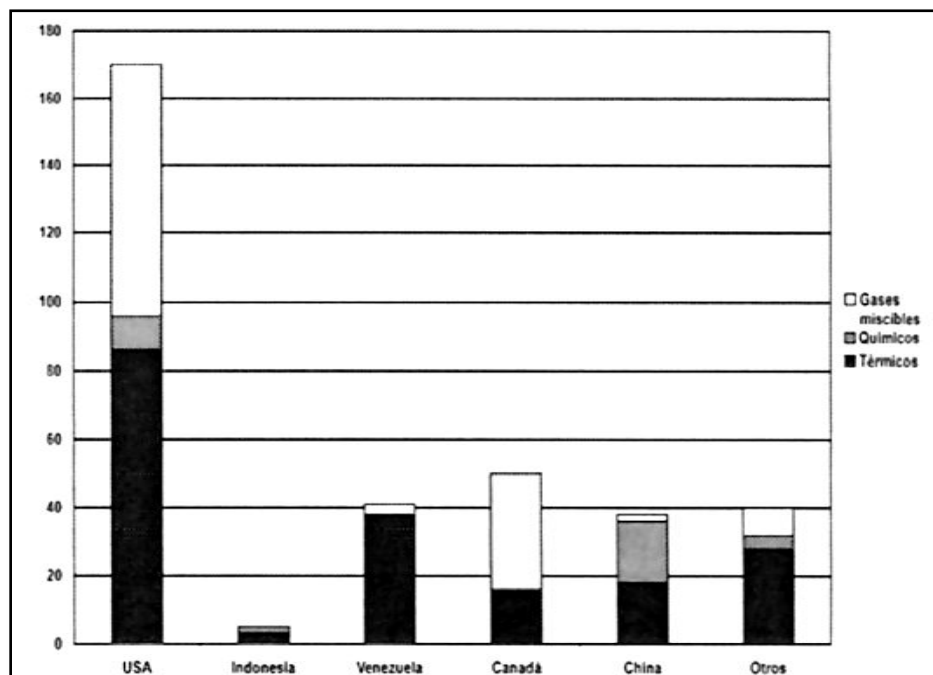


Figura 1.16 - Número de proyectos de recuperación Mejorada vigentes en el año 2000.<sup>7</sup>

El uso de los métodos de invasiones con químicos, cuyo objetivo es recuperar el aceite de los yacimientos agotados de aceite ligero, ha bajado por las fluctuaciones de los precios del petróleo en la última década. En Venezuela el proceso dominante es la inyección cíclica de vapor con una producción cercana a los 200.000 BPD, destacándose las producciones de los Campos Lagunillas, Tía Juana y Bachaquero, las cuales han generado ganancias extraordinarias para el país. En cuanto a China, aunque reporta el mayor número de proyectos químicos, se puede decir que su producción, cercana a los 170.000 BPD, proviene de los proyectos térmicos. La operación del Campo Durí en Indonesia permanece todavía como el proyecto más grande de inyección de vapor y México, comenzó en abril del 2000 a operar el proyecto más grande de inyección de nitrógeno. Venezuela también está programando el inicio de proyectos de inyección de N<sub>2</sub> en el occidente y oriente del país, en un futuro cercano para complementar o sustituir proyectos de inyección de gas natural. La Tabla 1.2, tomada de Moritis,<sup>8</sup> lista las pruebas de campo y pilotos planificadas para ser iniciadas a partir del año 2000.

Las características físico/químicas del aceite designado a los procesos de recuperación son variadas y van desde la API de alta densidad, crudos volátiles de baja viscosidad a API's de baja densidad, crudos pesados de muy alta viscosidad. Cantidades significativas de aceite existen en este espectro físico/químicos, y por lo tanto, la tecnología EOR no puede centrarse en un tipo particular de aceite sin eliminar una gran fracción de los recursos designados. Es evidente, que ningún proceso EOR será aplicable a todos los crudos, y una serie de procesos tendrán que ser desarrollados.

Tabla 1.2 - Pruebas de campo y pruebas pilotos planificadas a ser ejecutadas al inicio del año 2000.<sup>8</sup>

Proceso/Compañía	Campo	País	Tamaño, acres	Profundidad, pies	° API	Inicio
<b>CO<sub>2</sub> miscible</b>						
Altura Energy Ltd.	Cogdell	Texas, USA	2.000	6.600	40	2001
MV Partners	Hall-Gourmey	Kan. USA	40	3.500	40	2001
Numac Energy Inc.	Joffre	Alta. Canadá	1.760	4.900	42	2000
PanCanadian	Weyburn Unit	Sask. Canadá	52.000	4.650	25-34	2000
Pioneer	Sprayberry Trend	Midland, USA.	10	7.000	38	2000
Spirit Energy 76	Clearfork AB Unit	Andrews, USA.	320	6.500	40	2001
Texaco Inc.	VGSAU	Lea Co., USA	400	4.550	38	2002
<b>Combustión</b>						
Continental	W.M Bow Unit	Bbowman Co- USA	14.335	9.500	39	2001
<b>Iny. cont. vapor/SAGD</b>						
AEC	Foster Creek	Alta. Canadá		1.550	9,5	2002
PanCanadian	Christina Lake	Alta. Canadá				
PDVSA E&P	Lagunillas	Zulia, Venezuela	77	2.300	11,4	2000
Suncor	Firebag	Alta. Canadá		800 *	8	2003
<b>Hidrocarburo Miscible</b>						
Husky	Rainbow South	Alta. Canadá	3.000	6.500	46	2001
Husky	Black	Alta. Canadá	160	6.500	44	2001

Tabla 1.2 (Continuación).

Proceso/Compañía	Campo	País	Tamaño, acres	Profundidad, pies	° API	Inicio
<b>Hidrocarburo Miscible</b>						
Husky	Rainbow	Alta. Canadá	2.000	6.500	42	2001
PDVSA E&P	Santa Bárbara	Monagas. Venezuela	8.700	14.500-18.000	28-36	2001
<b>Hidrocarburo Inmiscible WAG</b>						
PDVSA E&P	Lagocinco	Zulia. Venezuela	74	10.000	32	2000
PDVSA E&P	Tía Juana	Zulia. Venezuela	693	6.000	25	2000
<b>Hidrocarburo Miscible WAG</b>						
PDVSA E&P	Furrial	Monagas. Venezuela	142	16.000	25	2000
PDVSA E&P	Furrial	Monagas. Venezuela	320	15.000	28	2001
ARCO	Kuparuk	Alaska	8.000	6.000	24	2000
<b>Nitrógeno</b>						
PDVSA E&P	Santa Bárbara	Monagas. Venezuela	650	14.500-18.000	28-36	2001
PEMEX E&P	Alkal	Bay of Campeche. México			19-22	2000
<b>Alcalino, Surfactante, Polímero</b>						
PDVSA E&P	Lagomar	Zulia. Venezuela	85	6.500	31	2001
PDVSA E&P	La Salina	Zulia. Venezuela	174	3.000	23	2001

Una dificultad paralela es que los recursos de aceite existen en yacimientos de muy diversas características. Los tipos de yacimiento de aceite van desde formaciones de arrecifes de carbonato muy gruesas a profundidades significativas a relativamente poco profundos de arenisca fina. En los capítulos siguientes se mostrará que el tipo de roca del yacimiento y su litología tienen efecto sobre la mayoría de los procesos EOR además de ser variables muy importantes.

Por último, la saturación, distribución y estado físico del aceite en un yacimiento como resultado de anteriores operaciones de producción son factores importantes en implementación de un proceso de EOR. Normalmente, un yacimiento será sometido a producción primaria seguida por inyección de agua. La recuperación por esos procesos en distintos yacimientos podría llegar a ser de 35 a 50% del OOIP cuando la inyección de agua alcance un límite económico. El aceite que se queda en la parte barrida del yacimiento por la inyección de agua permanece en gran medida aislado, pequeñas gotas atrapadas (o ganglios) en los poros o películas en torno a las partículas de roca, dependiendo de la mojabilidad de la roca. La saturación típicamente es de alrededor del 20% al 35% en las regiones barridas. Un proceso EOR debe ser capaz de movilizar las gotas o “manchas” de aceite y crear un banco de aceite que pueda ser propagado de manera eficiente a los pozos de producción.

En otras circunstancias, un proceso EOR puede ser aplicado después de la producción primaria, es decir, como una operación de recuperación secundaria en un sentido cronológico. En este caso, el aceite puede existir a una saturación relativamente alta, aproximadamente de 50 a 60%, y pueden aun existir en un

estado conectado con una permeabilidad relativa al aceite significativamente superior a cero. Una saturación de gas también podría estar presente, dependiendo del principal mecanismo de recuperación. En este caso, el proceso EOR puede hacer esperar la formación de un banco de aceite, de la misma manera que en una inyección de agua. La eficiencia de desplazamiento, sin embargo, debe ser mejor que para una inyección de agua en la que sólo pequeñas cantidades de aceite atrapado deben ser dejadas atrás. Esto es, la saturación de aceite residual tras el desplazamiento debe ser baja en relación con la inyección de agua porque el atractivo económico de un proceso EOR como una operación secundaria normalmente se compara con la alternativa de una inyección de agua, es decir, la recuperación (y costos) por encima de lo esperado para una inyección de agua estándar.

En algunos casos, los procesos EOR se ejecutan como la fase inicial o fase de producción primaria. La situación usual es un aceite viscoso que no se produce en cantidades económicas por mecanismos primarios o inyección de agua. El uso de la energía térmica, que disminuye la viscosidad del aceite, es por lo general el proceso preferido en estos casos. Además, el proceso EOR debe movilizar el aceite y desplazarlo de manera eficaz hacia los pozos de producción.

En resumen, la reserva de aceite designado a ser recuperado mediante procesos EOR es muy grande y sucede bajo diversas condiciones. El tipo de aceite, la roca deposito, y tipo de formación, así como la distribución del aceite, la saturación y el estado físico resultante de las operaciones anteriores, deben ser consideradas en el diseño del proceso EOR para cada yacimiento en particular. Esta diversidad ha dado lugar al desarrollo de diferentes procesos EOR que pueden ser considerados para ser aplicados.

**1.6.2 Características idealizadas de un proceso de EOR**

La eficiencia de desplazamiento total de cualquier proceso de desplazamiento de aceite recuperado se puede considerar convenientemente como el producto de las eficiencias de desplazamiento macroscópicas y microscópicas. En la ecuación,

$$E = E_D E_V, \dots \dots \dots (1.1)$$

Donde E= eficiencia de desplazamiento total (aceite recuperado por procesos/aceite in situ al inicio del proceso),  $E_D$  = eficiencia de desplazamiento microscópico expresado como una fracción, y  $E_V$  = eficiencia de desplazamiento macroscópico (volumétrico) expresada como una fracción. El desplazamiento microscópico se refiere al desplazamiento o movilización del aceite en la escala de poro. Es decir,  $E_D$  es una medida de la efectividad del fluido desplazante en movimiento (movilización) con el aceite en aquellos lugares en la roca donde el fluido desplazante entra en contacto con el aceite.  $E_D$  se refleja en la magnitud de la saturación de aceite residual,  $S_{or}$ , en las regiones en contacto con el fluido desplazante<sup>20</sup>.

La eficiencia del desplazamiento macroscópico se refiere a la eficacia del fluido(s) desplazante en contacto con el yacimiento en un sentido volumétrico. Los términos alternativos que transmiten el mismo concepto general son eficiencia de barrido y factor de conformidad.  $E_V$  es una medida del que tan efectivamente el fluido desplazante barre el volumen de un yacimiento, tanto areal como verticalmente, así como que tan efectivamente el liquido desplazante mueve al aceite desplazado hacia los pozos de producción. Tanto el barrido areal como el vertical deben ser considerados, y es a menudo útil subdividir aún más a  $E_V$  como el producto de las eficiencias de desplazamiento areal y vertical.  $E_V$  se refleja en la magnitud de la saturación de aceite residual media (promedio) o total,  $\bar{S}_{or}$ , ya que el promedio se basa en el aceite residual del yacimiento, tanto de la parte barrida como de la no barrida.

Considere la magnitud de estas eficiencias en una típica inyección de agua. Para un ejemplo en que la saturación de aceite inicial,  $S_{oi}$ , es 0.60 y  $S_{or}$ , en la región es barrida 0.30,

$$E_D = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} = \frac{0.60 - 0.30}{0.60} = 0.5, \dots \dots \dots (1.2)$$

Una típica eficiencia de barrido de inyección de agua,  $E_V$ , en el límite económico es de 0,7. Por tanto,

$$E = E_D E_V = 0.50 \times 0.70 = 0.35, \dots \dots \dots (1.3)$$

Así, para una típica inyección de agua, la eficiencia total de desplazamiento es del orden de un tercio, lo que también representa la eficiencia de recuperación de aceite (despreciando cambios de volumen asociados a cambios de presión). Este tercio no es en absoluto una consecuencia universal aplicable a todos los yacimientos. Cada yacimiento proporciona una mayor o menor eficiencia de recuperación, dependiendo del aceite y de las características del yacimiento. El resultado, sin embargo, indica que cantidades importantes de aceite quedan tras la terminación de una inyección de agua. Y se considera a este remanente de aceite como resultado de dos factores. En primer lugar, una saturación de aceite residual se mantiene en esos lugares barridos por el agua. En segundo lugar, una gran parte del yacimiento no es contactado por el agua inyectada y, por tanto, el aceite no ha sido desplazado de esas regiones y no se ha desplazado a los pozos de producción. Además, un poco de aceite de la región barrida puede ser desplazado a las regiones no barridas y aumentar la saturación de aceite en esas regiones más allá de la saturación que existía antes de la inyección.

Es conveniente en un proceso EOR que los valores de  $E_D$  y  $E_V$ , y, por consiguiente,  $E$ , sean aproximadamente 1,0. Un proceso EOR ideal sería aquel en el que el fluido desplazante primario (bache primario) removiera todo el aceite de los poros contactados por el fluido ( $S_{or} \rightarrow 0$ ), que el fluido desplazante se ponga en contacto con el volumen total del yacimiento y que el aceite sea desplazado a los pozos de producción. Un bache secundario de fluido utilizado para desplazar al

bache primario se comportaría de manera similar en que se desplace el primero de manera eficiente tanto macroscópicamente como microscópicamente. Como se verá, el desarrollo de un fluido desplazante "mágico" o fluidos que tengan propiedades que produzcan este tipo de resultados y que sigan siendo rentables es una tarea monumental y que aun no ha sido cumplida.

Varias interacciones físicas y químicas se producen entre el fluido desplazante y el aceite las cuales pueden dar lugar a desplazamiento microscópico eficiente (bajo  $S_{or}$ ). Estas incluyen la miscibilidad entre fluidos, disminución de la IFT entre los fluidos, la expansión del volumen de aceite, y la reducción de viscosidad del mismo. El mantenimiento de una relación de movilidad favorable entre los fluidos desplazados y los desplazantes también contribuye a mejorar la eficiencia de desplazamiento microscópica. Los procesos EOR son, por lo tanto, desarrollados con la consideración de estos factores. Los fluidos utilizados como baches de desplazamiento primario tienen una o más de una interacción física / química favorable con el aceite. Los fluidos utilizados para desplazar al bache secundario idealmente deberían tener también interacciones favorables similares con el bache primario. El objetivo de un fluido EOR aceptable es mantener la(s) interacción(es) favorable tanto tiempo como sea posible durante el proceso de inyección.

La eficiencia de desplazamiento macroscópico es mejorada por el mantenimiento o mejoramiento de las relaciones de movilidad entre todos los fluidos desplazantes y desplazados a lo largo de un proceso. Las relaciones favorables contribuyen a la mejora las eficiencias de barrido tanto areal como vertical. Un fluido ideal EOR, es entonces, uno que mantiene una relación de movilidad favorable con el fluido desplazado. Otro factor importante para una buena eficiencia macroscópica es la diferencia de densidad entre los fluidos desplazantes y desplazados. Las grandes diferencias de densidad pueden dar lugar a la segregación gravitacional. Este efecto consiste en desviar los fluidos a la parte superior o inferior del yacimiento, reduciéndose así la  $E_v$ . Si diferencias de densidad existen entre los fluidos, estas pueden ser utilizadas como una ventaja por la inyección en una dirección pendiente arriba o pendiente abajo.

La geología del yacimiento, y en particular la heterogeneidad geológica, es un factor importante en la consideración de la eficiencia de desplazamiento macroscópica. Los efectos de la movilidad y las diferencias de densidad pueden ser amplificados o disminuidos por la naturaleza de la geología. Un fluido EOR ideal, por tanto es uno que tiene una relación de movilidad favorable con el (los) fluido (s) desplazado y además mantiene esta condición favorable a lo largo de todo el proceso. Además, la densidad de un fluido EOR ideal debe ser comparable con la de los fluidos desplazados a menos que la inyección pueda hacerse en dirección buzamiento arriba o buzamiento abajo.<sup>20</sup>

### 1.6.3 Consideraciones prácticas.

Los fluidos que poseen las propiedades necesarias para buenas eficiencias de desplazamiento macroscópico y microscópico son ciertamente conocidos o pueden ser desarrollados. Una preocupación práctica, sin embargo, es que los fluidos son muy costosos, o para el caso de procesos térmicos, el costo de desarrollar la energía térmica que los fluidos llevan es alto.

Tal y como se describe más adelante, la naturaleza del flujo en medios porosos y las interacciones roca/fluido llevan a la disminución de la efectividad de los baches de fluido inyectado. Por ejemplo, una mezcla fluido/fluido causa que las concentraciones de fluido inyectado cambien y la adsorción física causa la pérdida de ciertos componentes químicos. Para los procesos térmicos, la conducción de calor hacia las rocas de sobrecarga y subcarga se traduce en una pérdida de energía térmica del proceso. Tales pérdidas químicas, cambios en la composición, o pérdidas de energía térmica indican que el tamaño del bache de fluido inyectado debe ser lo suficientemente grande como para soportar las pérdidas o cambios además de operar con eficacia. Por lo tanto, el tamaño de los baches de fluido que se inyectan y sus costos unitarios se convierten en importantes consideraciones en el diseño de un proceso EOR.<sup>20</sup> De hecho, el costo del fluido inyectado y el precio del crudo (y la inestabilidad en el precio) son los dos factores más importantes para el control de la implementación económica de los procesos EOR.

Otra consideración es la facilidad de manejo de un fluido EOR y su compatibilidad general con el sistema físico inyección/producción. Altamente tóxicos o fluidos corrosivos, o fluidos que no son fácilmente inyectados, no son muy susceptibles de ser utilizados en los procesos EOR. Si bien esos fluidos puedan ser utilizados con la instalación de equipo especial, el costo suele ser prohibitivo.

La disponibilidad de un fluido EOR es también una consideración. Si un proceso EOR se aplica en un yacimiento más grande, los requerimientos de fluido para este simple yacimiento pueden ser bastante grandes. Y si ese proceso es ampliamente aceptado para su aplicación en todo el país o el mundo, los requerimientos de volumen pueden convertirse en un importante factor limitante para su aplicación. El CO<sub>2</sub> es un ejemplo de ello. Un estudio realizado por la Oficina de Valoración de Tecnología de los Estados Unidos,<sup>6</sup> indicó que el requerimiento total de CO<sub>2</sub>, podría al final alcanzar los  $50 \times 10^{12}$  SCF. Si bien el CO<sub>2</sub> se produce naturalmente en yacimientos subterráneos y es un subproducto de algunas operaciones comerciales, tales como la producción de fertilizantes, esta demanda proyectada podría ser difícil de satisfacer, sobre todo cuando consideramos los factores geográficos.

La aplicación y el éxito o el fracaso de un proceso EOR está siempre afectado por la geología del yacimiento y sus heterogeneidades. Procesos que son bien entendidos en un ambiente de laboratorio y adecuadamente diseñados para los fluidos del yacimiento pueden fallar cuando se aplican en el yacimiento, debido a factores geológicos. Los informes de esos fracasos son numerosos en la literatura



de ingeniería petrolera. Factores geológicos puede dar lugar a pérdidas inesperadas de químicos o desvío de fluidos debido a la canalización en zonas de alta permeabilidad o fracturas. Del mismo modo, el movimiento del fluido puede ser muy poco uniforme debido a las variaciones en las propiedades de roca. Una inesperada adsorción de químicos puede ocurrir a veces, causando deterioro de los baches de fluido. Factores de este tipo, a menos que sean debidamente identificados y comprendidos antes del inicio de un proceso, es probable que causen un fracaso en el proyecto. Una serie de procedimientos existentes pueden utilizarse antes de la aplicación de un proceso EOR en un intento por describir la geología del yacimiento. Estos procedimientos incluyen evaluaciones geológicas de núcleos y registros, pruebas de rastreador de un solo pozo y pozo a pozo, análisis de presión transitoria, y estudios sísmicos.

#### 1.6.4 Clasificación General y Descripción de los Procesos EOR.

Los procesos EOR se pueden clasificar en cinco categorías: control de la movilidad, químicos, miscible, térmica y otros procesos, como EOR microbiano.

Los procesos de control de la movilidad, como su nombre lo indica, son los que se basan principalmente en el mantenimiento de relaciones de movilidad favorable para mejorar la magnitud de  $E_v$ . Ejemplos de ello son el espesamiento de agua y la reducción de la movilidad del gas con espumas. Los procesos químicos son aquellos en los que ciertos productos químicos, como los surfactantes o agentes alcalinos, se inyectan para valerse de una combinación de comportamiento de fase y reducción de la IFT para desplazar el aceite, mejorando así la  $E_D$ . En algunos casos, el control de la movilidad también es una parte del proceso químico, proporcionando el potencial de mejorar tanto a  $E_v$  como a  $E_D$ . En procesos miscibles, el objetivo es inyectar fluidos que son directamente miscibles con el aceite o que generan miscibilidad en el yacimiento a través de la alteración de la composición. Ejemplos de ello son la inyección de solventes de hidrocarburo o  $CO_2$ . El comportamiento de fase es un factor importante en la aplicación de dichos procesos.

Los procesos térmicos se basan en la inyección de energía térmica o la generación in-situ de calor para mejorar la recuperación de aceite. La inyección de vapor o la combustión in-situ por inyección de aire u oxígeno son ejemplos de estos. La alteración de la viscosidad del aceite, el comportamiento de fase favorable, y en algunos casos, la reacción química son los principales mecanismos que conducirán a una mejor recuperación de aceite. "Otros procesos" son un conjunto de todas las categorías. Ejemplos de procesos en esta categoría son técnicas basadas en el microbiano, inyección de  $CO_2$  no miscible, y la explotación de recursos a profundidades someras. Estos métodos no son considerados en esta tesis.

El esquema de clasificación no es del todo satisfactorio ya que existe una cierta falta de precisión en los términos utilizados. Por ejemplo, procesos químicos es una categoría, pero los productos químicos claramente son utilizados en todos los

procesos. Asimismo, hay cierta superposición en los mecanismos entre las diferentes categorías. Por ejemplo, los procesos químicos se basan en el comportamiento de fase y por lo menos en una solubilidad limitada entre los diferentes fluidos, lo cual es similar a los procesos miscibles. A pesar de estas deficiencias, los nombres indicados se utilizan a lo largo de esta tesis, principalmente porque están profundamente arraigados en la literatura de ingeniería petrolera y son muy útiles, con la debida aclaración, para dividir los debates en esta tesis.

La siguiente discusión de los procesos familiariza al lector con los métodos en general. Esta visión global será particularmente útil para el material discutido en los capítulos 2, 3, y 4 sobre eficiencias de desplazamiento microscópico y macroscópico y procesos de desplazamiento lineal.

### 1.6.5 Procesos de Control de la Movilidad.

Un proceso de control de la movilidad ampliamente aplicado es la inyección de agua polímero-aumentado el cual se muestra esquemáticamente en la Figura 1.17. En una aplicación típica, una solución de polímero poliácridamida parcialmente hidrolizado en salmuera, con una concentración de algunos a varios cientos de ppm de polímero, se inyecta para desplazar aceite (y agua asociada) hacia los pozos de producción. El tamaño del bache de polímero podría ser del 50 a 100% PV y podría variar en su composición. Es decir, la más alta concentración de polímero utilizada es inyectada por un período de tiempo seguido de baches a concentraciones cada vez más bajas. El fluido final inyectado es agua o salmuera.

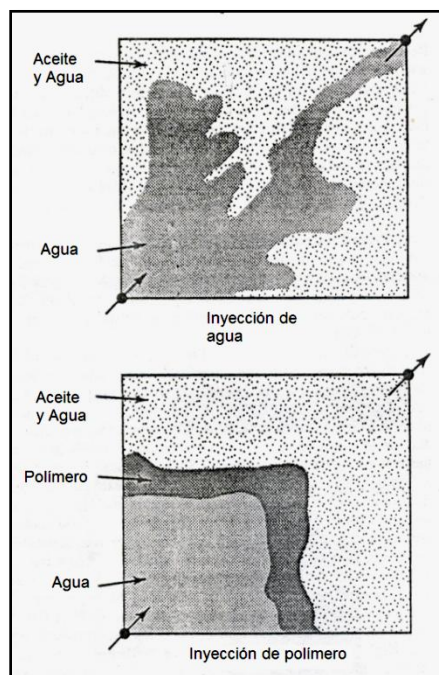


Figura 1.17 - Esquemmatización del mejoramiento de la eficiencia de desplazamiento macroscópico con inyección de agua polímero-aumentado (cuarta parte de un arreglo de cinco pozos).<sup>20</sup>

Las soluciones de polímeros están diseñadas para desarrollar una relación de movilidad favorable entre la solución de polímero inyectada y el banco aceite/agua siendo desplazado por delante del polímero. El objetivo es desarrollar un barrido volumétrico más uniforme del yacimiento, tanto vertical como arealmente, como se ilustra en la Figura 1.17 para una cuarta parte de un arreglo de cinco pozos. En una inyección de agua convencional, si la relación de movilidad es desfavorable, el agua tiende a canalizarse entre el aceite y avanzar por el camino más corto hacia el pozo de producción. Este efecto se amplifica por las heterogeneidades geológicas del yacimiento.

Una solución de polímero se mueve de una forma más uniforme como se ve en la Figura 1.17. Si bien el flujo aun tiende a ser mayor en zonas de alta permeabilidad y a lo largo del camino más corto entre los pozos de inyección y los pozos de producción, el efecto es disminuido porque la movilidad de la solución de polímero es menor que la movilidad del agua. Así, en el límite económico,  $E_v$  es más grande para una inyección de polímero que para una inyección de agua. Se acepta en general que las soluciones de polímeros no afectan significativamente la saturación de aceite residual final. Pero, dependiendo de la naturaleza de la curva de flujo fraccional y el volumen de agua inyectada, la saturación de aceite residual “efectiva” al nivel económico de una inyección puede ser menor para un polímero desplazando un aceite viscoso que para una inyección de agua. El mecanismo primario en una inyección de polímero, no obstante, es un aumento en la eficiencia de barrido macroscópico.

El polímero poliacrilamida parcialmente hidrolizada afectará la movilidad de dos maneras. En primer lugar, las soluciones de polímeros tienen viscosidades aparentes que son mayores a la del agua. Las soluciones de polímeros son no-newtonianas, no obstante, pueden exhibir una importante sensibilidad al esfuerzo cortante, es decir, la viscosidad aparente puede ser una función de la relación del esfuerzo cortante a la que una solución es sometida. Las soluciones también son sensibles al tipo de salmuera y su concentración, lo que puede afectar la viscosidad aparente. En segundo lugar, los polímeros poliacrilamida son absorbidos en el medio poroso y/o son atrapados mecánicamente como consecuencia de su gran tamaño físico. Esta retención de polímero reduce la cantidad de polímero en solución, pero también causa una disminución en la permeabilidad efectiva del medio poroso. La movilidad de una solución de polímero poliacrilamida es, pues reducida a una magnitud menor que la del banco aceite/agua por una combinación de viscosidad y reducción de la permeabilidad efectiva.

Otros tipos de polímeros además de poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas también pueden ser utilizados. Las alternativas más comunes son llamadas biopolímeros y son producidos por procesos industriales de fermentación. Estos polímeros afectan la viscosidad aparente de la solución, pero tienen poco efecto sobre la permeabilidad aparente de la roca porque la retención es mucho menor.

La más seria limitante para una inyección de agua polímero-aumentado es que la proyección de las recuperaciones finales son pequeñas en comparación con los de otros procesos EOR. La inyección de polímero trabaja principalmente para mejorar la eficiencia macroscópica en lugar de la eficiencia microscópica. El proceso también se ve afectado por las operaciones de producción que anteceden a la inyección de polímeros. Una previa inyección de agua exitosa, por ejemplo, puede resultar en una inyección de polímero que tenga sólo un efecto mínimo.

Existen otros procesos que se basan en la aplicación de las espumas, alteración de la permeabilidad relativa o bloqueo de la permeabilidad en zonas de alta permeabilidad en un intento por aumentar la recuperación de aceite. Como se señala más adelante, los procesos de control de la movilidad también se utilizan ampliamente con otros métodos EOR para mejorar la eficiencia del proceso total.

### **1.6.6 Procesos Químicos.**

Los procesos químicos implican la inyección de determinados químicos líquidos que desplazan efectivamente el aceite a causa de sus propiedades de comportamiento fase, que resultan en la disminución de la IFT entre el líquido desplazante y el aceite. Los procesos surfactante / polímero que se ilustra en la Figura 1.18 ha demostrado tener el mayor potencial en términos de recuperación final de aceite en esta categoría de métodos EOR. En este proceso, el bache principal de fluido desplazante es un complejo sistema químico solución micelar. Esta solución contiene un surfactante (generalmente un sulfonato de petróleo), un cosurfactante (un alcohol), aceite, electrolitos y agua. El bache de surfactante es relativamente pequeño, típicamente 10% PV. El bache de surfactante es seguido de una barrera o tapón de movilidad, una solución que contiene el polímero a una concentración de algunos cientos de ppm. Esta solución de polímero es a menudo clasificada por su concentración, haciéndose más diluida con polímero tanto más como solución sea inyectada. El volumen total de la solución de polímero es por lo regular de alrededor de 1 PV.

La solución micelar ha limitado la solubilidad con el aceite y está diseñada para tener un ultra bajo IFT con la fase de aceite. Cuando esta solución hace contacto con las gotas de aceite residual, las gotas, bajo un gradiente de presión, son deformadas como consecuencia de la baja IFT y son desplazadas a través de las gargantas de poro. La coalescencia de gotas de petróleo da como resultado un banco de aceite que, junto con el agua, se mueve por delante del bache químico desplazante. El bache micelar también está diseñado para conseguir una relación de movilidad favorable con el banco de aceite y con el agua que fluye por delante del bache para prevenir canalización de la viscosidad del bache en el banco de aceite y para aumentar la eficiencia de desplazamiento macroscópico.

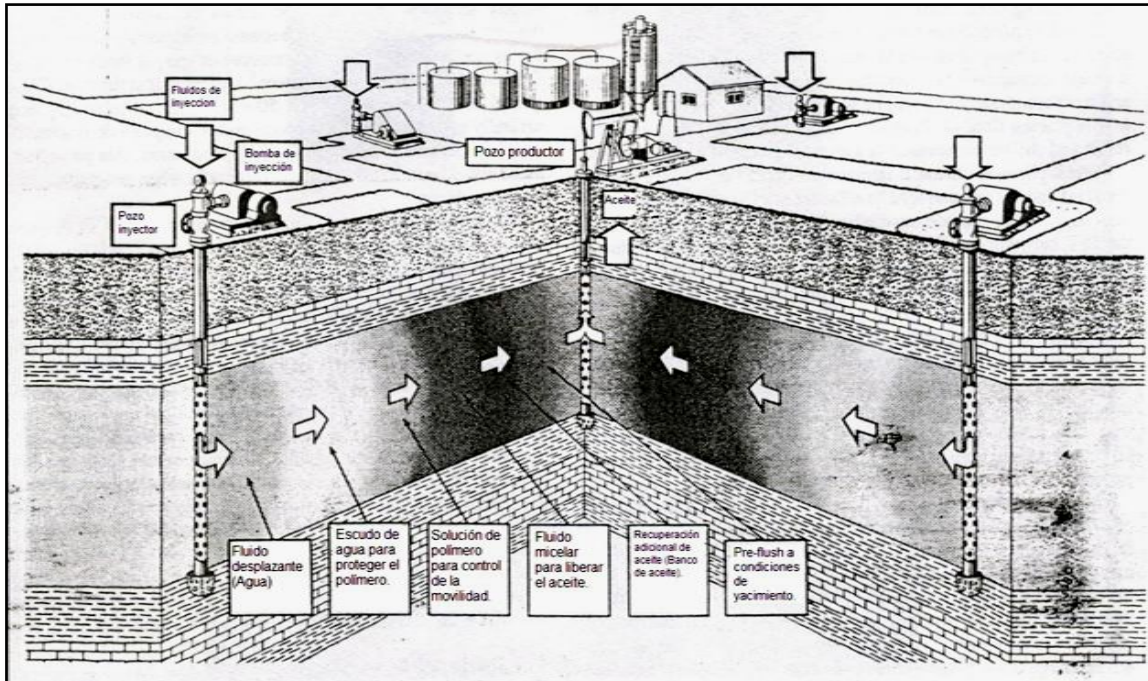


Figura 1.18 - Proceso surfactante/polímero.<sup>6</sup>

El tapón de movilidad solución-polímero se inyecta para desplazar la solución micelar de manera eficiente. El IFT entre el polímero y soluciones micelares es bastante baja, y sólo una pequeña saturación residual del bache micelar es atrapado. La existencia de una relación de movilidad favorable entre el polímero y las soluciones micelares también contribuye a un desplazamiento eficiente.

En este proceso, los desplazamientos son inmiscibles, es decir, una completa solubilidad no existe entre la solución micelar y el aceite o entre el micelar y las soluciones de polímero. Un bajo IFT entre los fluidos desplazantes es deseable en ambos extremos del bache micelar. Un bajo IFT entre la solución micelar y el aceite se requiere para movilizar gotas de aceite discontinuas o películas. En la parte posterior del bache micelar, una baja IFT da como resultado un mínimo entrapamiento y desviación de la solución micelar. Es evidente que, si la solución micelar no fuera desplazada de manera eficiente por la solución de polímeros, entonces el bache micelar se deterioraría rápidamente.

Los procesos surfactante tienen un importante potencial debido a la posibilidad de diseñar un proceso en el que tanto  $E_V$  como  $E_D$  aumenten. Existen importantes problemas no obstante. El proceso es tecnológicamente complejo y sólo puede justificarse cuando los precios del petróleo son relativamente altos y cuando el petróleo residual después de la inyección de agua es considerable. Las soluciones químicas, las cuales contienen surfactantes, cosurfactantes, y, a veces aceite, son costosas. Las pérdidas químicas pueden ser graves. Estas pérdidas pueden ocurrir como resultado de la adsorción, separación de fase y entrapamiento, y desviación debida a la canalización, esto porque que el control de la movilidad no es mantenido. Estas pérdidas deben ser compensadas por el aumento del

volumen de la solución micelar inyectada. La estabilidad de los sistemas de surfactante en general es conocida por ser sensible a las altas temperaturas y a la alta salinidad. Sistemas que pueden soportar estas condiciones deben ser desarrollados si el proceso está teniendo amplia aplicabilidad. Por ejemplo, las aplicaciones anteriores han excluido esencialmente a los yacimientos de carbonato, en parte debido a la alta salinidad usualmente asociada con estas formaciones y a las altas concentraciones de iones divalentes.

Hay diversas variaciones para el proceso surfactante, y algunos de ellos serán descritos más adelante en esta tesis. Otros métodos químicos también se han desarrollado. La inyección alcalina es un proceso en el que químicos alcalinos inyectados reaccionan con ciertos componentes en el aceite para generar un surfactante in situ. El proceso tiene potencial pero al parecer está limitado por el alcance de aplicación. Varios procesos de alcohol también se han examinado bajo condiciones de laboratorio, pero estos no han sido probados en campo. Estos procesos serán discutidos, pero sólo en forma limitada.

### **1.6.7 Procesos Miscibles.**

El objetivo primordial en un proceso miscible es desplazar el aceite con un fluido que es miscible con el aceite (es decir, forma una sola fase cuando se mezclan en todas las proporciones con el aceite) a las condiciones existentes en la interface entre el fluido inyectado y el banco de aceite siendo desplazado. Hay dos variaciones importantes en este proceso. En una de ellas, llamada proceso miscible primer-contacto (FCM, por sus siglas en inglés), el fluido es directamente miscible con el aceite del yacimiento a las condiciones de presión y temperatura existentes en el yacimiento. La Figura 1.19 ilustra el proceso de FCM. Un bache relativamente pequeño de un fluido hidrocarburo, como el gas licuado de petróleo (GLP), se inyecta para desplazar el petróleo. El tamaño del bache primario sería de alrededor de 10 a 15% PV. El bache de GLP, a su vez, es desplazado por un volumen más grande de un gas menos costoso el cual tiene una alta concentración de metano (gas seco). En algunos casos, el agua puede utilizarse como el fluido desplazante secundario.

El proceso es efectivo principalmente por la miscibilidad entre el bache primario y la fase de aceite. Las interfaces bache primario/aceite son eliminadas, y las gotas de aceite son movilizadas y desplazadas delante del bache primario. La miscibilidad entre bache primario y el fluido desplazante secundario (gas seco en la Figura 1.19) es también deseable. De lo contrario, el bache primario sería atrapado como una fase residual en la medida en que el proceso avance.



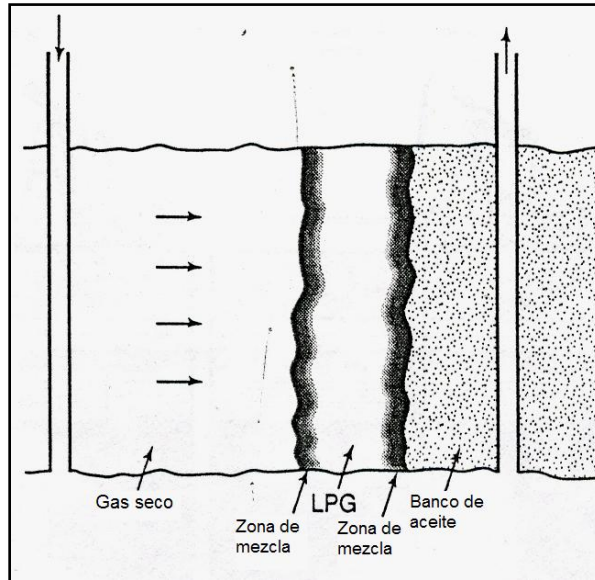


Figura 1.19 - Proceso FCM con LPG y gas seco.<sup>20</sup>

La otra variación de los procesos miscibles es el proceso miscible multi-contacto (MCM, por sus siglas en inglés). En este, el fluido inyectado no es miscible con el aceite del yacimiento a primer contacto. Por el contrario, el proceso depende de la modificación de la composición de la fase de inyectada, o fase aceite, a través de múltiples contactos entre las fases en el yacimiento y transferencia de masa de componentes entre ellos. Bajo condiciones adecuadas de presión, temperatura y composición esta modificación en la composición generará miscibilidad entre las fases desplazantes y las desplazadas in situ.

El proceso miscible de CO<sub>2</sub> que se ilustra en la Figura 1.20 es uno de esos procesos. Un volumen relativamente puro de CO<sub>2</sub> se inyecta para movilizar y desplazar aceite residual. A través de múltiples contactos entre el CO<sub>2</sub> y la fase aceite, hidrocarburos de intermedio -y alto- peso molecular se extraen de la fase rica en CO<sub>2</sub>. Bajo condiciones adecuadas, esta fase rica en CO<sub>2</sub> alcanzara una composición que es miscible con el aceite original del yacimiento. A partir de ese momento, condiciones miscibles o casi miscibles existen en la interface del frente desplazante. En condiciones ideales, esta condición de miscibilidad será alcanzada muy rápidamente en el yacimiento y la distancia requerida para establecer una miscibilidad multi-contacto inicialmente es insignificante en comparación con la distancia entre los pozos. Los volúmenes de CO<sub>2</sub> inyectado en un proceso son típicamente de alrededor de 25% PV.

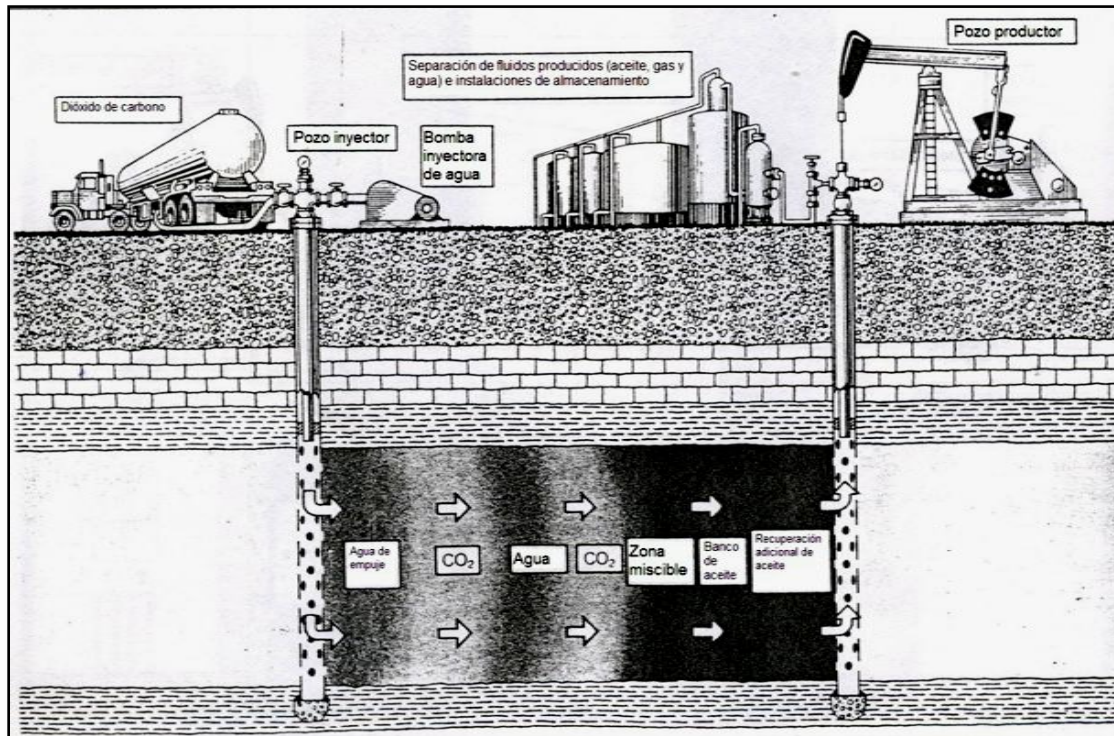


Figura 1.20 - Proceso miscible CO<sub>2</sub>.<sup>6</sup>

La temperatura crítica del CO<sub>2</sub> es 87.8 °F, y por lo tanto, en la mayoría de los casos se inyecta como un fluido por encima de su temperatura crítica. La viscosidad del CO<sub>2</sub> a las condiciones de inyección es pequeña, alrededor de 0.06 a 0.10 cp., dependiendo de la temperatura y presión del yacimiento. El aceite y el agua, por lo tanto, son desplazados por CO<sub>2</sub> bajo condiciones de relación de movilidad desfavorables en la mayoría de los casos. Tal y como se describe anteriormente, esto conduce a la canalización del CO<sub>2</sub> a través de la fase de aceite y también a una pobre eficiencia de desplazamiento macroscópico.

Una forma de superar esta dificultad consiste en inyectar baches de CO<sub>2</sub> y de agua alternativamente. Este método se conoce como proceso agua-alternada-gas (WAG, por sus siglas en inglés). El objetivo de la inyección de agua es reducir la permeabilidad relativa al CO<sub>2</sub> y, de este modo, reducir su movilidad. Otra ventaja del proceso WAG es que extiende la demanda de CO<sub>2</sub> a través del tiempo. Otros métodos de control de la movilidad, se están sometiendo a pruebas. Estos incluyen el uso de espumas y polímeros en combinación con la inyección de CO<sub>2</sub>. Otro problema con el proceso de CO<sub>2</sub> resulta de la diferencia de densidad entre el CO<sub>2</sub> y el agua y, a veces, entre el CO<sub>2</sub> y el aceite. A condiciones de inyección, el CO<sub>2</sub> tiene un peso específico de alrededor de 0.4 (de nuevo dependiendo de las condiciones específicas del yacimiento). Dependiendo de la densidad del aceite, el CO<sub>2</sub> puede tender a trasladarse a la parte superior de la formación y a anular a los fluidos desplazados. En algunos casos, este efecto de la gravedad es explotado por la inyección desde la parte superior del yacimiento y el desplazamiento de



fluidos buzamiento abajo, pero esto puede hacerse únicamente cuando la estructura del yacimiento es la adecuada.

Por las razones citadas, el CO<sub>2</sub> a menudo se canaliza en un yacimiento e irrumpe a través de los pozos de producción relativamente antes de tiempo en el proceso. Debido a que el valor del combustible de CO<sub>2</sub> es cero, es generalmente separado de otros gases producidos, re-comprimido y re-inyectado. El reciclaje de CO<sub>2</sub> se suma al costo de un proyecto, pero suele ser menos costoso que la compra de todo el CO<sub>2</sub>. El gas natural separado tiene su valor normal de combustible y es por lo tanto vendible.

Otros gases son adecuados para su aplicación como fluidos de desplazamiento MCM de una manera similar a la descrita para el CO<sub>2</sub>. Estos incluyen gases hidrocarburos relativamente secos (alto contenido de CH<sub>4</sub>), nitrógeno o gases de escape. La diferencia es que estos gases usualmente requieren presiones más altas para lograr la miscibilidad del CO<sub>2</sub>. Estos otros gases son más adecuados para yacimientos profundos donde altas presiones pueden ser alcanzadas sin el fracturamiento de la roca del yacimiento. Una regla empírica aproximada para las presiones de fractura es 0.6 psi/pie de profundidad. Si la presión de fractura es superada en el proceso, la roca del yacimiento fallara y los fluidos inyectados se canalizarán a través de las fracturas, sin dejar pasar la mayor parte del aceite. De este modo, el diseño de proceso y la elección del fluido desplazante dependerán de la presión operacional, lo que a su vez depende de la profundidad del yacimiento. Otra modificación de los procesos MCM utiliza un fluido hidrocarburo que es rico en componentes como etano y propano. En este proceso, estos componentes inyectados se condensan en la fase aceite, enriqueciendo el aceite con los componentes ligeros. Una vez más, a condiciones adecuadas, la composición de la fase aceite puede ser modificada a fin de que sea miscible con el fluido inyectado y la generación in-situ de miscibilidad ocurra.

Los problemas con los procesos miscibles son principalmente aquellos descritos para el proceso MCM CO<sub>2</sub>. Los fluidos miscibles generalmente tienen viscosidades pequeñas y, por tanto, canalización y un barrido volumétrico pobre como resultado. Las heterogeneidades del yacimiento magnifican este problema. El desarrollo de métodos para controlar la movilidad ha demostrado ser una tarea difícil. Las diferencias de densidad también contribuyen a un contacto volumétrico pobre a causa de que la anulación de la gravedad a menos que estas diferencias de densidad pueden ser usadas a favor en la inmersión en los yacimientos. Por último, los fluidos aplicables a presiones de yacimiento moderadas son caros y, en algunos casos, en existencia limitada.

### **1.6.8 Procesos Térmicos.**

Los procesos térmicos pueden subdividirse en inyecciones de agua caliente, procesos de vapor, y combustión in situ. La inyección de agua caliente sólo se ha utilizado con moderación y con un éxito limitado y no será considerada aquí. El vapor se utiliza de dos maneras diferentes: Estimulación cíclica de vapor y empuje

por vapor (inyección de vapor). La Figura 1.21 muestra la estimulación por vapor, a veces llamado empapado de vapor o proceso huff 'n' puff. Este es un método en el que se inyecta vapor en un pozo de producción durante un período determinado, entonces se cierra durante algún tiempo, esta etapa es llamada "empapado". El pozo es luego abierto a la producción, lo cual continúa hasta que disminuyan los gastos de flujo a un punto cuando todo el procedimiento se repite. Un pozo típico puede ir a través de varios ciclos, con el efecto del vapor disminuyendo gradualmente con aplicaciones continuas.

La producción se incrementa a través de una combinación de mecanismos, incluida la reducción de viscosidad, vaporización instantánea (steam flashing), expansión del aceite, y remoción de vapor (steam stripping). El efecto acumulativo de estos mecanismos es mayor en aceites más pesados (de baja densidad API) con altas viscosidades. La inyección de vapor, por lo tanto, tiende a utilizarse en aceites viscosos y de baja densidad API.

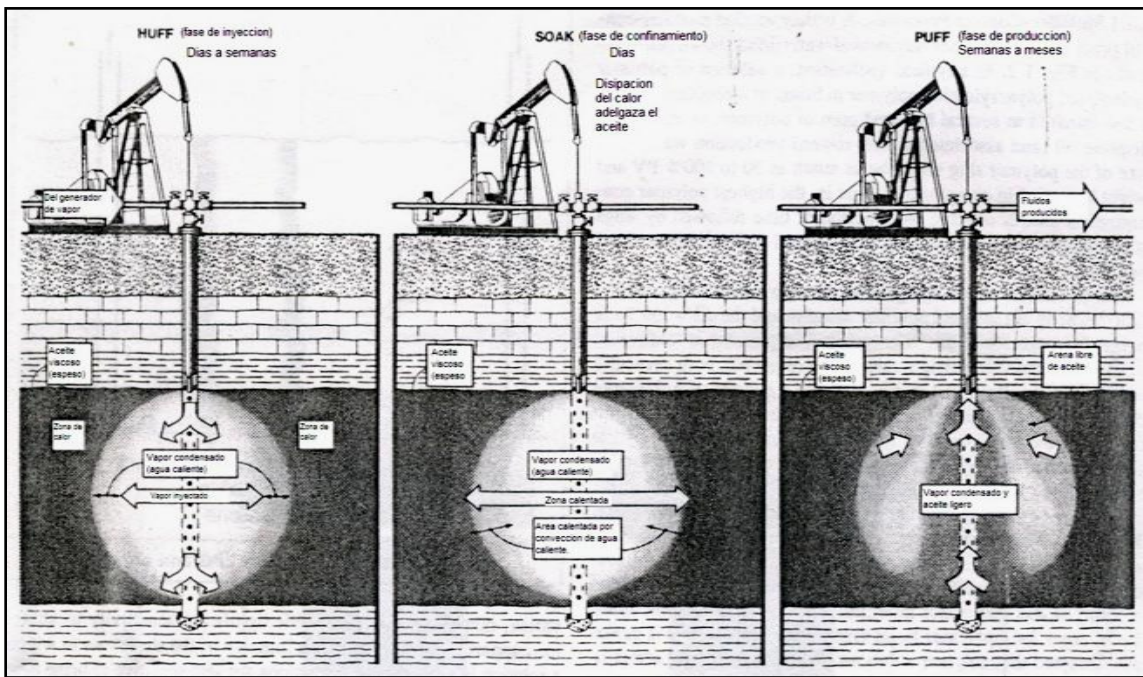


Figura 1.21 - Proceso cíclico de estimulación por vapor.<sup>6</sup>

El segundo método general de aplicación de vapor es el mecanismo de empuje por vapor, o inyección de vapor, proceso que se muestra en la Figura 1.22. En este método, el vapor se inyecta a través de los pozos de inyección y los fluidos son desplazados hacia los pozos de producción los cuales son perforados en patrones determinados.

Los mecanismos de recuperación en este método también se basan en la reducción de la viscosidad, expansión del aceite, remoción de vapor, y mecanismo de empuje vapor-gas. A medida que el vapor pierde energía en su movimiento a través del yacimiento, se produce condensación del agua líquida. Por lo tanto, el

proceso consiste en una inyección de agua caliente en la región de condensación seguida de desplazamiento de vapor. El proceso se ha aplicado principalmente a aceites de baja densidad API de alta viscosidad, pero también es aplicable a crudos ligeros.

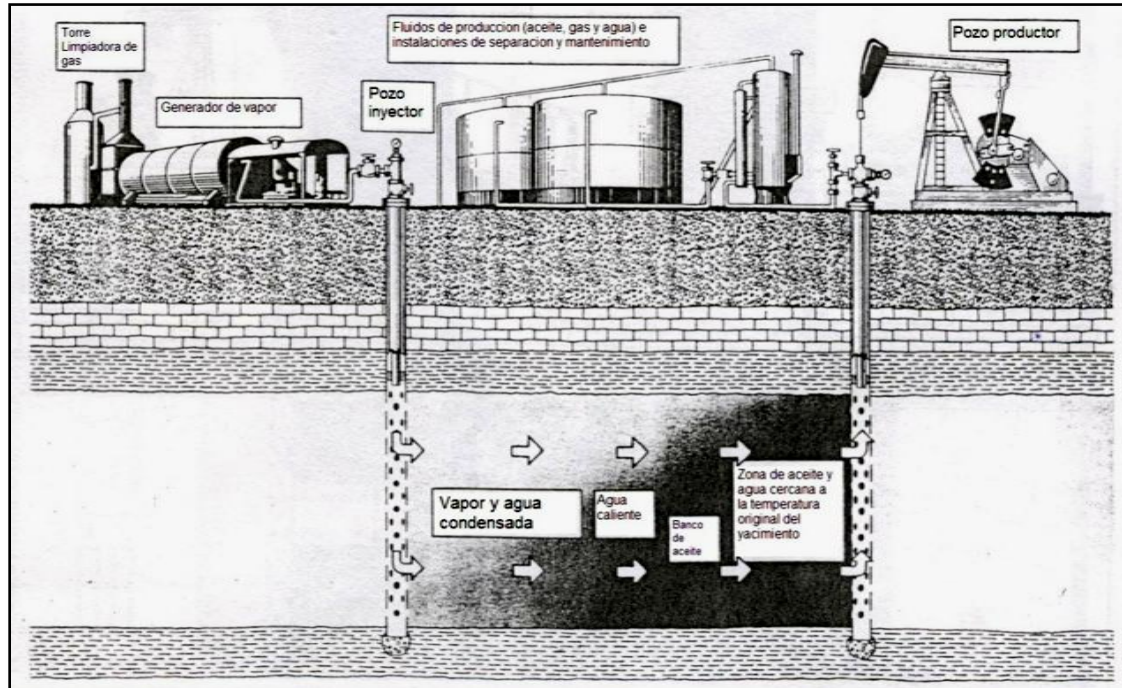


Figura 1.22 - Proceso de Inyección de vapor.<sup>6</sup>

Uno de los principales problemas con los procesos de vapor es que la densidad del vapor es mucho menor que la del aceite y el agua y, por lo tanto, el vapor tiende a pasar a la parte superior del yacimiento, sustituyendo a una gran parte del aceite. Esto es compensado en parte por la conducción de calor fuera de la zona de contacto actual con el vapor, no obstante, y la porción calentada de un yacimiento puede ser un alto porcentaje del volumen total del yacimiento. El volumen calentado depende en gran medida de la estructura de yacimiento. El control de la movilidad es también un problema con el proceso de empuje por vapor porque la viscosidad del vapor es pequeña en comparación con las viscosidades del agua líquida y el aceite. Otros puntos de interés incluyen las pérdidas de calor, problemas con el equipo por la operación a altas temperaturas y las emisiones de contaminantes resultantes de la generación de vapor superficial.

La combustión In-situ, mostrada esquemáticamente en la Figura 1.23, es otro proceso térmico. En este proceso, la energía térmica es generada en el yacimiento por combustión, la cual puede ser iniciada ya sea con un calentador eléctrico o con un quemador o puede ser espontáneo. El oxígeno, como aire o en un estado parcialmente purificado, se comprime en la superficie y se inyecta continuamente (proceso seco), a menudo junto con agua (proceso húmedo). En el calentamiento y la combustión que se produce, los componentes más ligeros del aceite se



vaporizan y avanzan hacia el frente. Dependiendo de la temperatura máxima alcanzada, el craqueo térmico pueden ocurrir, y los productos de vapor de esta reacción también se mueven corriente abajo. Parte del aceite se deposita como un material parecido al coque en la roca del yacimiento, y este material sólido sirve como combustible en el proceso. Por lo tanto, como la inyección de oxígeno es continua, un frente de combustión se propaga lentamente a través del yacimiento, con los componentes de la reacción desplazando el vapor y los líquidos hacia los pozos de producción.

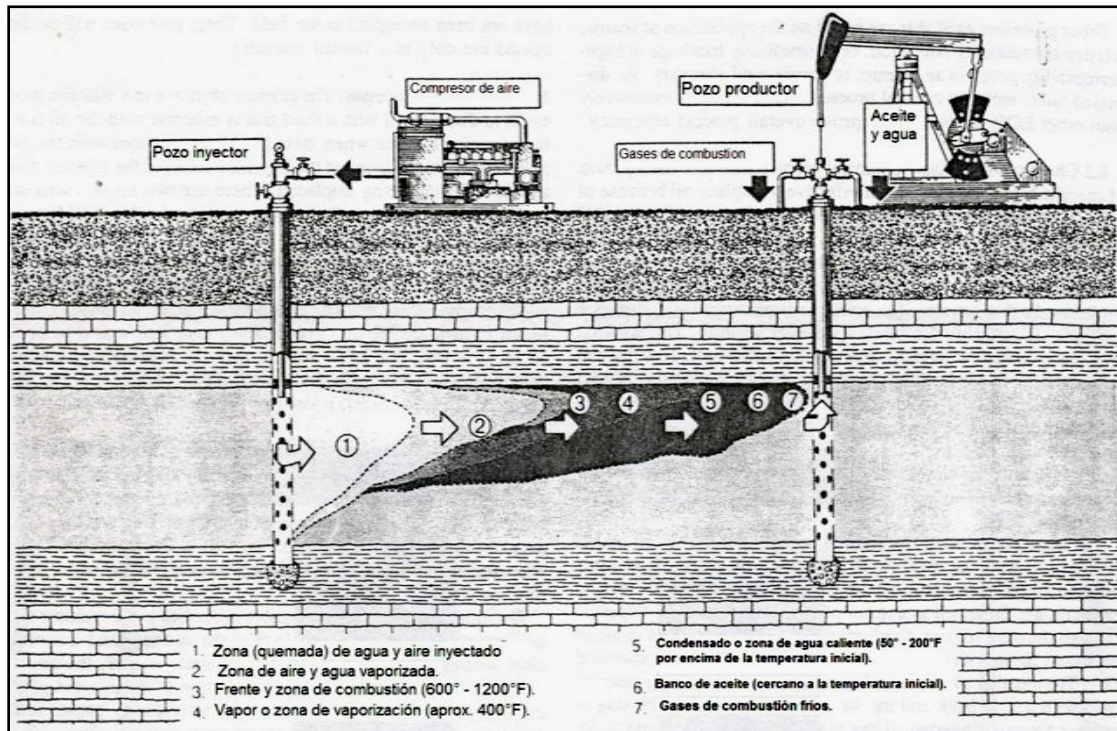


Figura 1.23 - Proceso de combustión In-situ.<sup>6</sup>

Los mecanismos de recuperación incluyen la reducción de viscosidad por calentamiento, la vaporización de fluidos, y el craqueo térmico. Los gases inyectados y el agua recogen energía a medida que atraviesan la zona “quemada” y avanzan hacia el frente de combustión. Delante del frente de combustión, una meseta de vapor existe -es decir, una región de vapor condensado en la que la temperatura es casi constante a la temperatura de saturación de vapor correspondiente a la presión del yacimiento. Una inyección de agua caliente esencialmente existe en esta región, en gran parte de la misma manera que en un proceso de empuje por vapor. Por delante de la meseta de vapor, la temperatura disminuye a la temperatura original del yacimiento.

Hay variaciones para el proceso de combustión in-situ. En la combustión húmeda, el agua se inyecta junto con el aire. El agua recoge de manera efectiva la energía en la zona quemada detrás del frente. Esto también tiene efectos benéficos sobre el proceso de combustión y reduce la temperatura de la zona de combustión. En

otra variación, que no suele ser aplicada, la combustión se lleve a cabo de manera inversa. La combustión se inicia en los pozos de producción. El oxígeno es aun inyectado en los pozos de inyección y de este modo la zona de combustión se mueve en dirección opuesta al flujo del fluido.

El proceso de combustión in-situ desplaza de manera efectiva el aceite en las regiones en contacto. Aproximadamente el 30% del aceite en el lugar se requiere como combustible en la combustión. Este porcentaje varía, por supuesto, dependiendo de la composición del aceite y la saturación, las condiciones de combustión, y las propiedades de la roca.

Un problema importante con este método es el control del movimiento del frente de combustión. Dependiendo de las características del yacimiento y la distribución de los fluidos, el frente de combustión puede moverse de una manera no uniforme a través del yacimiento, con el consiguiente contacto volumétrico pobre. Además, si las condiciones adecuadas no se mantienen en el frente de combustión, la reacción de combustión puede debilitarse y detenerse completamente. La efectividad del proceso se pierde si esto ocurre. Por último, debido a las altas temperaturas generadas, importantes problemas con los equipos pueden ocurrir en los pozos. El control de las emisiones de contaminantes también puede ser motivo de preocupación en algunos casos.

### **1.7 Criterios de selección (criterios screening) para la Aplicación de los Procesos EOR.**

Los estudios<sup>20</sup> nacionales de EE.UU. utilizan en general, si no reglas empíricas, criterios de selección técnicos en las evaluaciones del proceso. Estos criterios reflejan estimaciones actuales del rango de propiedades del aceite y del yacimiento sobre los que los diferentes procesos son aplicables. La tabla 1.3 da un conjunto reciente de tales criterios.<sup>9</sup> Existen restricciones en la aplicación de los procesos. Por ejemplo, el proceso miscible de CO<sub>2</sub> se limita a yacimientos con la suficiente profundidad para obtener la presión de miscibilidad y para aceites que tienen densidad API relativamente alta, debido a la presión de miscibilidad y/o problemas de movilidad. El empuje por vapor (steamdrive) tiene limitaciones de profundidad del yacimiento a causa de las pérdidas de calor y a las temperaturas de vapor obtenibles. Los procesos surfactante/polímero están por lo general limitados debido a la salinidad y temperatura y a la dificultad asociada de diseñar sistemas estables surfactante/polímero. Los criterios de selección mostrados en la tabla 1.3 (según Taber) son sólo aproximados. En casos específicos, diseños exitosos pueden desarrollarse para superar los criterios publicados, y por lo tanto, cada posible condición del yacimiento debe considerarse individualmente. Además, conforme se desarrolla la tecnología, las limitaciones serán menos estrictas para reflejar los nuevos conocimientos acerca de procesos conocidos, las variaciones de procesos conocidos, e incluso nuevos procesos.

Tabla 1.3 Resumen de criterios screening para métodos de recuperación mejorada <sup>9</sup>									
Método EOR	Propiedades del aceite			Características del yacimiento					
	Densidad °API	Viscosidad (cp)	Composición	Saturación de aceite (% PV)	Tipo de formación	Espesor neto (ft)	Permeabilidad promedio (md)	Profundidad (ft)	Temperatura (°F)
<b>Métodos de inyección de gas (miscible)</b>									
Nitrógeno (& gases de combustión)	>35 <u>748</u> <sup>1</sup>	<0.4 <u>0.2</u> <sup>2</sup>	Alto % de C <sub>1</sub> -C <sub>7</sub>	>40 <u>775</u> <sup>1</sup>	Arenisca o carbonato	Delgado a menos que haya buzamiento	N. C. <sup>2</sup>	>6,000	N. C.
Hidrocarburo	>23 <u>741</u> <sup>1</sup>	<3 <u>0.5</u> <sup>2</sup>	Alto % de C <sub>2</sub> -C <sub>7</sub>	>30 <u>780</u> <sup>1</sup>	Arenisca o carbonato	Delgado a menos que haya buzamiento	N. C.	>4,000	N. C.
Dióxido de carbono	>22 <u>736</u> <sup>1</sup>	<10 <u>1.5</u> <sup>2</sup>	Alto % de C <sub>5</sub> -C <sub>12</sub>	>20 <u>755</u> <sup>1</sup>	Arenisca o carbonato	(rango amplio)	N. C.	>2,500	N. C.
<b>Químicos</b>									
Inyección micelar/-polímero, alcalina/-polímero (ASP), y alcalina	>20 <u>735</u> <sup>1</sup>	<35 <u>13</u> <sup>2</sup>	Ligero, intermedio. Algunos ácidos orgánicos por inyecciones alcalinas	>35 <u>753</u> <sup>1</sup>	Arenisca preferentemente	N. C.	>10 <u>7450</u> <sup>1</sup>	<9,000 <u>3,250</u>	<200 <u>80</u>
Inyección de polímero	>15 <40	<150, >10	N. C.	>70 <u>780</u> <sup>1</sup>	Arenisca preferentemente	N. C.	>10 <sup>3</sup> <u>7800</u> <sup>1</sup>	<9,000	<200 <u>140</u>
<b>Térmicos</b>									
Combustión	>10 <u>716</u> <sup>1</sup>	<5,000 <u>1,200</u>	Algunos componentes asfálticos	>50 <u>772</u> <sup>1</sup>	Arena/arenisca de alta porosidad	>10	>50 <sup>4</sup>	<11,500 <u>3,500</u>	>100 <u>7135</u>
Vapor	>8 <u>13.5</u> <sup>1</sup>	<200,000 <u>4,700</u>	N. C.	>40 <u>766</u> <sup>1</sup>	Arena/arenisca de alta porosidad	>20	>200 <sup>5</sup>	<4,500 <u>1,500</u>	N. C.

1. Valores subrayados representan el promedio aproximado para proyectos de campo actuales. <sup>1</sup> indica un mayor valor del parámetro es mejor.  
 2. N. C. = no crítico.  
 3. >5 md de algunos yacimientos de carbonato.  
 4. Transmisibilidad >20 md ft/cp.  
 5. Transmisibilidad >50 md ft/cp.

### 1.7.1 Inyección de Polímeros.

La mayoría de los procesos químicos involucran la inyección de materiales que usualmente no están presentes en los yacimientos. Entre ellos se encuentran polímeros, surfactantes, emulsiones y combinaciones de ellos. Algunos, menos conocidos, utilizan amonio líquido, alcoholes y un amplio rango de surfactantes y álcalis. Aun cuando las invasiones químicas han tenido un éxito limitado, se consideran promisorias para el futuro.

La invasión con polímeros es una modificación de la inyección de agua y consiste en añadir al agua de inyección un tapón de polímeros, 200 a 1000 ppm, de un alto peso molecular, antes de que ésta sea inyectada en el yacimiento. Dichas soluciones tienen la ventaja de ser muy viscosas aun cuando sean altamente diluidas. Esta propiedad hace que mejore la razón de movilidad agua/aceite, lo cual da como resultado un mejor desplazamiento y un barrido más completo del yacimiento que en la invasión con agua convencional. Con los polímeros, se forma un banco de aceite que se empuja como en la inyección de agua convencional. La Figura 1.24 muestra un esquema de este proceso.

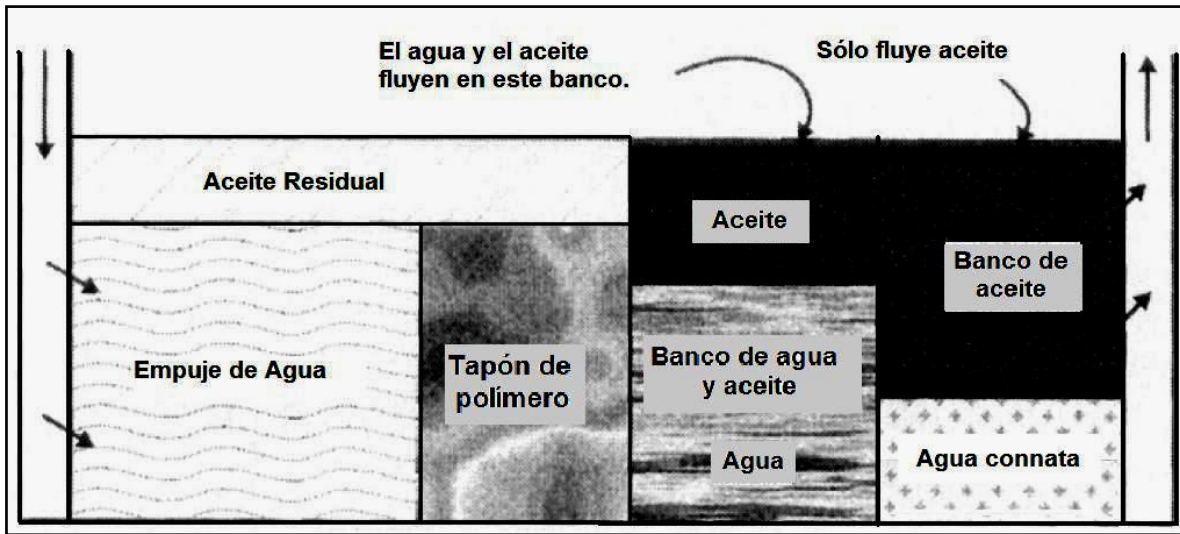


Figura 1.24 – Proceso de Inyección de polímeros (Klins<sup>10</sup>).

El proceso es engañosamente simple y tanto la selección del polímero como la concentración son los pasos cruciales en el diseño. Se requieren pruebas de laboratorio cuidadosas y aún, después de esto, los resultados se deben relacionar con el campo. Los polímeros más utilizados son los solubles en agua e insolubles en el aceite o alcohol. Actualmente, se usan tres tipos de polímeros: las poliacrilamidas, los polisacáridos y los polióxidos de etileno. Los dos primeros son los más aplicados en pruebas de campo, siendo las poliacrilamidas las más populares, debido a que, además de aumentar la viscosidad, alteran la permeabilidad de la roca del yacimiento en las zonas invadidas, lo cual también baja la movilidad efectiva del agua inyectada. Con respecto a esto, hay que señalar que las cadenas de polímeros grandes pueden disminuir la movilidad del agua por un factor de 10 ó más, mucho más que lo que pueda indicar la viscosidad de la solución de polímeros. El resultado final será una reducción en la razón de movilidad y en consecuencia el mejoramiento de la eficiencia de barrido, todo lo cual conduce a un incremento en la recuperación, aunque no se haya producido una disminución en la saturación del aceite residual. Debido a que estos polímeros son sensibles a la sal, es recomendable preparar las soluciones en aguas con sólidos disueltos en cantidad inferior a 10.000 ppm. Por otra parte, las poliacrilamidas pueden ser mecánicamente degradadas por esfuerzo cortante, por lo que se debe tener un cuidado especial en el manejo superficial para evitar este problema.

Los biopolímeros son relativamente insensibles a la salinidad y pueden tolerar efectos mecánicos de corte, lo cual los hace más fáciles de manejar en las bombas de inyección en el campo. Su principal desventaja es el taponamiento que originan en la formación y su susceptibilidad al ataque bacterial. Lo primero puede ser remediado por filtración y el ataque bacterial con el uso de bactericidas, pero estas medidas aumentan los costos. Además, su estabilidad a largo plazo, a temperaturas de yacimiento superiores a 160°F, necesita ser estudiada para tiempos y ambientes representativos de los proyectos de campo. Debido a las diferencias entre los polímeros y las características de las rocas y de los fluidos, la

disponibilidad de agua de buena calidad puede influenciar fuertemente su selección. La tabla 1.4 muestra los criterios de diseño para este tipo de inyección.

<b>Tabla 1.4 - INYECCIÓN DE POLÍMEROS, CRITERIOS DE DISEÑO.<sup>11</sup></b>	
<b>Aceite:</b>	
Gravedad	> 25 API.
Viscosidad	< 150 cp (preferentemente < 100)
Composición	No crítica.
<b>Yacimiento:</b>	
Saturación de aceite	> 10% del VP de aceite móvil.
Espesor neto	No crítico.
Profundidad	< 9000 pies.
Razón de movilidad	2 - 40
Permeabilidad	> 20 md.
Factor de heterogeneidad	0.5 - 0.85
Temperatura	< 175°F (algunos polímeros son estables a temperaturas mayores)
<b>Agua:</b>	
Salinidad preferiblemente baja.	
<b>Litología:</b>	
Areniscas preferentemente pero pueden ser usados en carbonatos. Se deben evitar las calizas con alta porosidad.	
<b>Factores favorables:</b>	
Condiciones apropiadas para la inyección de agua. Alta saturación de aceite móvil. Alta $\phi$ .	
<b>Factores desfavorables:</b>	
Fracturas extensas. Empuje de agua. Capa de gas. Alto contraste de permeabilidad. Agua de formación altamente salina. Problema de inyectividad severo. Alto contenido de arcilla y calcio.	



La principal ventaja de los polímeros radica en su habilidad para mejorar el perfil de barrido vertical o conformación, debido a que tienden a aumentar la resistencia al flujo del agua en las zonas barridas y, como consecuencia, incrementan el flujo de agua en los estratos no barridos. Por otra parte, actúan también como agentes desplazantes para controlar la movilidad, si la baja recuperación que se espera aún los hace económicos, como ha ocurrido en las experiencias exitosas con aceite de viscosidad moderada. Aun cuando han existido muchas fallas debidas a un diseño impropio, la inyección de polímeros ha logrado incrementos de recuperación de aceite en el orden de un 5%, en promedio<sup>7</sup>. El mayor éxito se ha obtenido en crudos moderadamente viscosos, en el rango de 5 a 200 cp, cuando la permeabilidad de la formación es mayor de 20 md, y la temperatura no excede los 180°F. Sin embargo, en una inyección de agua avanzada los polímeros pueden ser ineficientes debido a la baja saturación de aceite movible y como se indicó anteriormente, para garantizar el éxito de este proceso es necesario practicar cuidadosas pruebas de laboratorio y una selección geológica apropiada.

### **1.7.2 Inyección de Surfactantes.**

Los surfactantes son compuestos orgánicos provenientes del aceite y otros aditivos, que mezclados a bajas concentraciones en agua reducen la tensión interfacial.

El principal objetivo de este proceso es recobrar el aceite residual, 20 a 40% del volumen poroso (VP), que permanece después de la recuperación primaria o de una inyección de agua. Como beneficio secundario puede también mejorar la eficiencia de barrido volumétrico. Algunas de las primeras investigaciones en las inyecciones con surfactantes, se llevaron a cabo con la idea de bajar la tensión interfacial entre el aceite y el agua a valores muy pequeños (menores que 0.001 dinas/cm), de modo que el aceite atrapado se haga móvil y sea desplazado por el fluido inyectado. Es decir, se trata de que ocurra como un desplazamiento miscible, sin las desventajas características de la movilidad desfavorable y la segregación por gravedad. A pesar de que las primeras aplicaciones realizadas en los años 20 fallaron, el interés por esta técnica resurgió en los años 70. La mayoría de las investigaciones señalan que la principal causa de falla es que las tensiones interfaciales no se reducen lo suficiente como para tener un efecto sobre el aceite atrapado, por lo que es necesario reducir y mantener la tensión interfacial entre el aceite y el tapón de solución de surfactantes en el orden de 0.01 a 0.001 dinas/cm durante el desplazamiento. Por otra parte, estudios de laboratorio han mostrado que esta gran reducción sólo puede alcanzarse en un rango muy pequeño de concentración de hidróxido de sodio (0.2 - 0.3 moles/litro), de modo que se requiere inyectar agua con una determinada salinidad antes de inyectar la solución de surfactante. Este preflujo desplazará la salmuera de la formación y evitará que se ponga en contacto con la solución de surfactante<sup>7</sup>.

Los surfactantes utilizados son sulfonatos de petróleo derivados del aceite, poco costosos, fáciles de obtener en grandes cantidades y con alta actividad interfacial. Los estudios realizados para entender y controlar la acción de los sulfonatos han demostrado que existe una correlación entre la eficiencia de desplazamiento y su

peso equivalente (el peso equivalente es la razón del peso molecular con el número de grupos de sulfonatos presentes en la molécula): los sulfonatos con alto peso equivalente causan una gran reducción en la tensión interfacial, pero desafortunadamente no son solubles en agua y son rápidamente adsorbidos. El primer problema se resuelve mezclándolos con otros de bajo peso equivalente, con lo que se logra el equilibrio entre la solubilidad y la reacción de tensión interfacial. El segundo, se ataca añadiendo un tapón de compuestos minerales que evita la adsorción in situ del surfactante en el medio poroso. El peso molecular óptimo de las mezclas de sulfonatos oscila entre 400 y 450, con un peso equivalente entre 375 y 475 lb/mol.

Tal como se observa en la Figura 1.25, generalmente, para asegurarse de que la movilidad esté bien controlada, el tapón de surfactante se empuja con un determinado volumen de solución de polímeros. Además, se utilizan varios aditivos con el surfactante para protegerlo contra las sales minerales del agua de formación por la precipitación o secuestro de los cationes divalentes. Los aditivos más populares son amonio, carbonato de sodio y trifosfato de sodio.

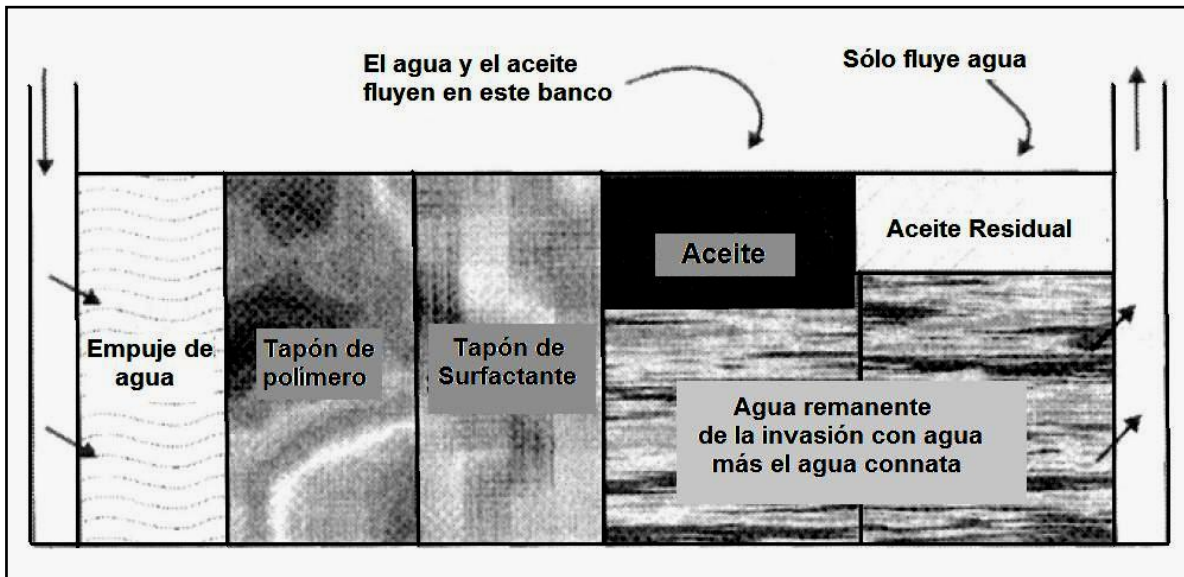


Figura 1.25 – Esquema de una inyección con surfactantes (Klins<sup>10</sup>).

Durante varios años, se han logrado avances notables en el uso de sulfonatos de petróleo como surfactantes, debido a que son más efectivos que los surfactantes convencionales y menos susceptibles a la adsorción por la superficie de la roca y a las interacciones con los minerales, principal limitación en los procesos de inyecciones químicas. Se han realizado numerosas inyecciones con surfactantes utilizando tapones de alta y baja concentración, y soluciones de polímeros como fluido desplazante. En general, los éxitos en el campo han estado limitados, y muchos problemas quedan aún por resolverse antes de que este tipo de inyección química pueda hacerse comercial. La Tabla 1.5 presenta los criterios de diseño para este proceso.

**Tabla 1.5 – INYECCIÓN DE SURFACTANTES, CRITERIOS DE DISEÑO.<sup>11</sup>**

**Aceite:**

Viscosidad	< 30 cp a condiciones de yacimiento.
Gravedad	> 25° API.
Composición	Ligeros o intermedios son deseables.

**Yacimiento:**

Temperatura	< 175°F.
Saturación de aceite	> 30% de VP.
Permeabilidad	> 20md.
Espesor neto	>10 pies.
Profundidad	> 8000 pies.

**Agua:**

< 5.000 ppm de calcio y magnesio (se requiere pre-lavado).  
 < 100.000 ppm de sólidos totales disueltos (se requiere prelavado).  
 Agua suave de baja salinidad, debe estar disponible para un tapón de limpieza.

**Litología:**

Solamente arenisca, con bajo contenido de arcillas, sin yeso ni anhidrita.

**Factores favorables:**

Formación homogénea.  
 Alto  $\phi$   
 Barrido de inyección de agua > 50%.

**Factores desfavorable:**

Fracturas extensivas.  
 Capa grande de gas.  
 Empuje fuerte de agua.  
 Alto contraste de permeabilidad.

### 1.7.3 Inyección Alcalina o proceso de inversión de mojabilidad.

La inyección de soluciones alcalinas (o cáusticas) emplea un proceso de emulsificación in situ. Este método EOR requiere adicionar al agua de inyección ciertas sustancias químicas como hidróxido de sodio, silicato de sodio, sosa cáustica o carbonato de sodio, los cuales reaccionan con los ácidos orgánicos que contiene el aceite del yacimiento. A medida que el agua alcalina y el aceite reaccionan, se van produciendo sustancias jabonosas (surfactantes) en la interface aceite-agua, las cuales permiten que el aceite sea producido por uno de los siguientes mecanismos:

- a. Reducción de la tensión interfacial como resultado de la formación in situ de surfactantes.
- b. Cambio de mojabilidad, de mojado por aceite a mojado por agua.
- c. Emulsificación y entrapamiento del petróleo para ayudar a controlar la movilidad.
- d. Emulsificación y arrastre del aceite.
- e. Solubilización de las películas rígidas de aceite en la interface aceite-agua.
- f. Cambio de mojabilidad, de mojado por agua a mojado por aceite.

El proceso es muy complejo y no es fácil de entender, pero la recuperación mejorada se obtiene cambiando la mojabilidad de la roca y bajando la tensión interfacial, lo cual causa una emulsificación intermedia. Para aceites ligeros ( $> 30^\circ$  API), el proceso requiere una concentración alta de agente alcalino (2 - 5%) y da como resultado una mayor eficiencia de desplazamiento. Para aceites pesados ( $< 25^\circ$  API) la concentración del álcali es más baja (0.1-1.0%) y el agua de formación debe tener una concentración baja del ion calcio<sup>7</sup>. En este caso, el proceso alcalino puede aplicarse a aceites de alta viscosidad y puede mejorar tanto el desplazamiento como la eficiencia de barrido.

Limitaciones:

1. Se obtienen mejores resultados si el material alcalino reacciona con el aceite del yacimiento; éste debe tener un número ácido mayor de 0.2 mg KOH/g de petróleo.
2. La tensión interfacial entre la solución alcalina y el aceite debe ser menor de 0.01 dinas/cm.
3. A altas temperaturas y en algunos ambientes químicos, se puede consumir excesivamente el álcali debido a reacciones con arcillas, minerales o sílica presente en la arena del yacimiento.
4. Los carbonatos deben evitarse debido a que usualmente contienen anhidrita y yeso, los cuales reaccionan adversamente con los químicos cáusticos.

La Figura 1.26 muestra el proceso. Tal como se observa, muchas veces se inyecta una solución de polímeros entre el tapón de cáustica y el agua de inyección para

proteger la integridad de la solución alcalina, así como para mejorar la eficiencia de barrido.

Ventajas:

- El proceso es relativamente barato.
- El control de la movilidad es mejor que en los procesos de inyección de gas.
- El proceso es aplicable a un amplio rango de yacimientos de aceite.
- La conversión de inyección de agua a inyección con cáustica es relativamente fácil.

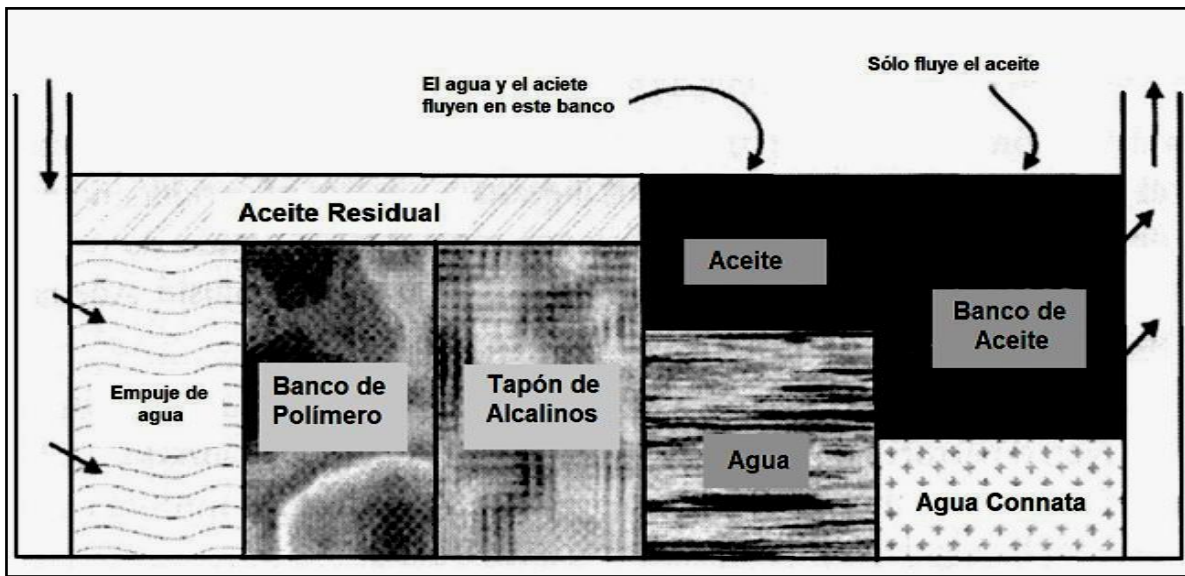


Figura 1.26 - Proceso de inyección de soluciones alcalinas (Klins<sup>10</sup>).

Desventajas:

- Los problemas de corrosión requieren la protección de tuberías y tanques, así como de la tubería de producción.
- El proceso no es para yacimientos carbonatados.
- El yeso y la anhidrita se pueden precipitar en los alrededores de los pozos de producción.
- La mezcla y dispersión de la solución alcalina puede causar una respuesta pobre.
- Alto consumo de cáustica.

En la tabla 1.6 se detallan los criterios de diseño para este proceso.

**Tabla 1.6 - INYECCIÓN DE SOLUCIONES ALCALINAS, CRITERIOS DE DISEÑO.<sup>11</sup>**

**Aceite:**

Viscosidad	< 200 cp a condiciones de yacimiento.
Gravedad	13 - 35°API (la viscosidad del aceite es el parámetro más importante).
Número de acidez	> 0.1 mg KOH/g de aceite.

**Yacimiento:**

Debe determinarse la reacción de los químicos alcalinos con los minerales de las rocas. El consumo de dichos químicos depende de la temperatura, el tiempo, la concentración alcalina, los minerales presentes y el tamaño de sus granos.

Saturación de aceite:	$S_{or}$ después de la inyección de agua.
Espesor neto:	No crítico.
Permeabilidad:	> 20 md.
Profundidad:	< 9000 pies.
Temperatura:	< 200°F.

**Agua:**

Calcio < 500 ppm para concentraciones cáusticas bajas.  
No es crítico para concentraciones cáusticas altas.

**Litología:**

Contenido de yeso < 0.5% del volumen total.  
Consumo cáustico de las arcillas < 15 meq NaOH/100 g de roca.  
Arenas limpias.

**Factores favorables:**

Yacimientos parcialmente mojados por aceite.  
Saturación alta de aceite móvil.

**Factores desfavorables:**

Fracturas extensivas.  
Capa grande de gas.  
Alto contraste de permeabilidad.  
Concentración alta de  $SO_4$  en el agua, indicando que el yeso está presente.

#### 1.7.4 Inyección Micelar.

La invasión micelar o microemulsión es un proceso muy complejo, pero es un método de recuperación de aceite muy promisorio para aceites ligeros. Ha sido extensamente probado en el laboratorio y existen varias pruebas de campo con resultados exitosos. Una revisión del avance de este proceso fue presentado por Green y Willhite en 1998. La técnica consiste en la inyección de un tapón micelar (cerca del 5% del VP) seguido por un volumen de solución de polímero (del orden del 50% del VP), el cual se empuja con agua; a menudo se inyecta un preflujo delante del tapón micelar para condicionar la roca. La solución micelar que se utiliza es el elemento clave del proceso y está formada por agua, un hidrocarburo, 10 -15% de surfactante, junto con pequeñas cantidades de sal y un alcohol adecuado; este último para controlar la viscosidad y el comportamiento de fase. La solución, así preparada, se prueba con interacciones entre el aceite del yacimiento y la salmuera, y también en invasiones de núcleos.<sup>7</sup> La Figura 1.27 muestra un esquema del proceso.

En condiciones óptimas, una solución micelar (menos móvil que el aceite in situ y el agua) puede desplazar al aceite y el agua en forma miscible. El polímero amortiguador es una parte muy importante en el proceso, ya que debe ser menos móvil que el tapón para retardar la disolución de éste por el empuje de agua. El diseño de este tipo de solución requiere en gran parte de un trabajo básico, pero una vez que el tapón amortiguador se ha diseñado, el proceso puede ser muy eficiente. Este método de recuperación normalmente debe considerarse para aceites ligeros (con viscosidades menores de 20 cp) y para yacimientos previamente invadidos con agua (baja salinidad); la presión del yacimiento no es crítica, pero la temperatura no debe ser tan alta como para causar la degradación del polímero/micelar. El principal impedimento para desarrollar este proceso es el costo de los materiales y de los pozos, debido a que se deben emplear espaciamientos pequeños; es por eso que tales invasiones han tenido éxito en los yacimientos agotados y someros de Pennsylvania, donde los precios de los crudos son generalmente altos, pero los materiales son menos costosos. Este método es el único proceso que muestra ser efectivo para recuperar al aceite ligero de yacimientos de hidrocarburos invadidos por agua.

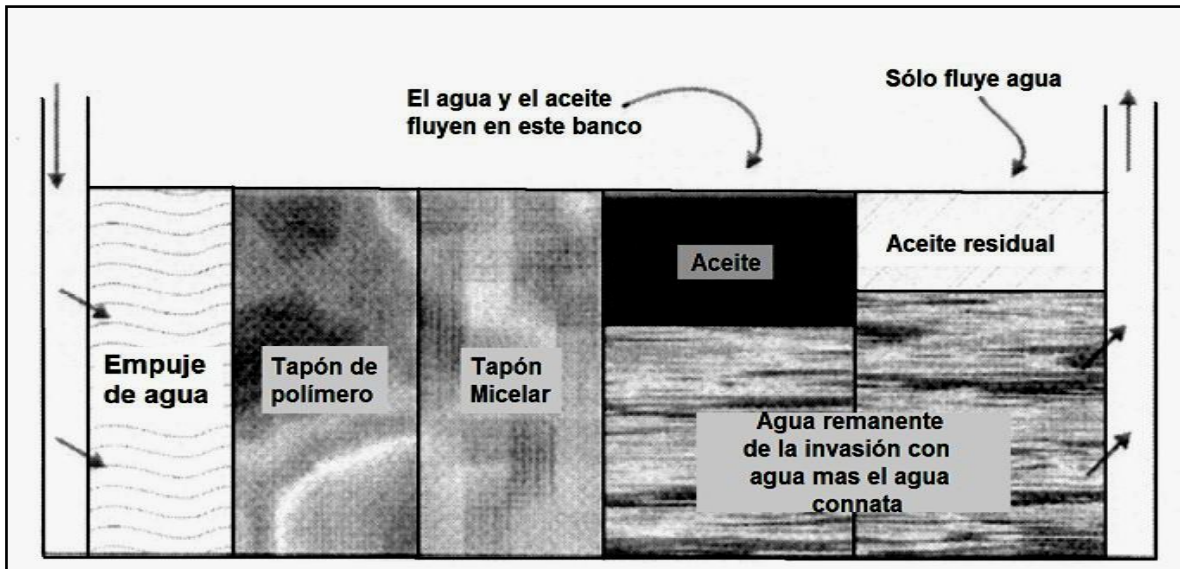


Figura 1.27 – Esquema de inyección micelar (Klins<sup>10</sup>).

### 1.7.5 Inyección de Espuma.

La espuma es una mezcla o emulsión aire/agua siendo el gas la fase dispersa y el aire la fase continua, con la propiedad de tener una viscosidad mayor que la del gas o líquido que la componen. La inyección de espuma consiste en inyectar aire, agua y un agente químico que la estabiliza, y se realiza a una razón de movilidad menor que la inyección de gas o líquido solos. La calidad de la espuma se define como la razón entre el volumen de gas contenido y el volumen total de la espuma, habiéndose demostrado que la máxima calidad es 0.96, ya que se requiere un 4% de líquido para producirla. Las que tienen una calidad mayor de 0.8 se denominan secas, presentan una mejor dispersión de las dos fases y son más estables; por esas razones se han utilizado en la mayoría de las investigaciones. Las que presentan una calidad menor de 0.7 se denominan húmedas y se caracterizan por la presencia de largas cadenas de burbujas cilíndricas separadas por tapones de líquido. La inyección de espuma en el medio poroso crea un gran número de interfaces elásticas que ejercen una fuerza tipo pistón sobre el aceite que es desplazado. El proceso es altamente eficiente ya que las espumas se ubican primero en los poros más grandes, donde tienden a obstruir el flujo. Los poros pequeños son invadidos luego, mientras que las secciones más permeables se van llenando de la espuma y la eficiencia de barrido vertical se mejora. Como la estabilidad de la espuma no es perfecta, la mayoría de los métodos requieren una inyección continua de la misma. Aun cuando los factores de escala para extrapolar del laboratorio a las condiciones de campo no están bien definidos, se deben realizar experimentos a las condiciones del yacimiento para estimar mejor el comportamiento de este material químico<sup>7</sup>. Este proceso no será detallado más adelante.



### 1.7.6 Inyección de mezclas de aditivos químicos.

Una vez descritos los procesos de recuperación mejorada con aditivos químicos (inyección de polímeros, de surfactantes y de soluciones alcalinas) por separado, se describirán de manera resumida los métodos de recuperación que se basan en la combinación de dos o tres de los aditivos mencionados con anterioridad.

Entre dichos procesos se encuentran los siguientes:

Inyección polímero/micelar o mezcla de polímero-surfactante.

Inyección de mezcla álcali-surfactante (AS).

Inyección de sistemas álcali-surfactante-polímero (ASP).

### 1.7.7. Inyección polímero/micelar.

Se basa en la inyección de un tapón micelar en el yacimiento, el cual consiste en una solución que contiene una mezcla de surfactante, alcohol, salmuera y crudo. Esto simula el lavado de grasa con detergentes ya que se logra desprender del crudo del medio poroso de la formación, para luego ser desplazado con agua. Para incrementar la eficiencia de barrido y la producción de petróleo, se inyecta una solución polimérica para el control de movilidad y así desplazar el tapón micelar.

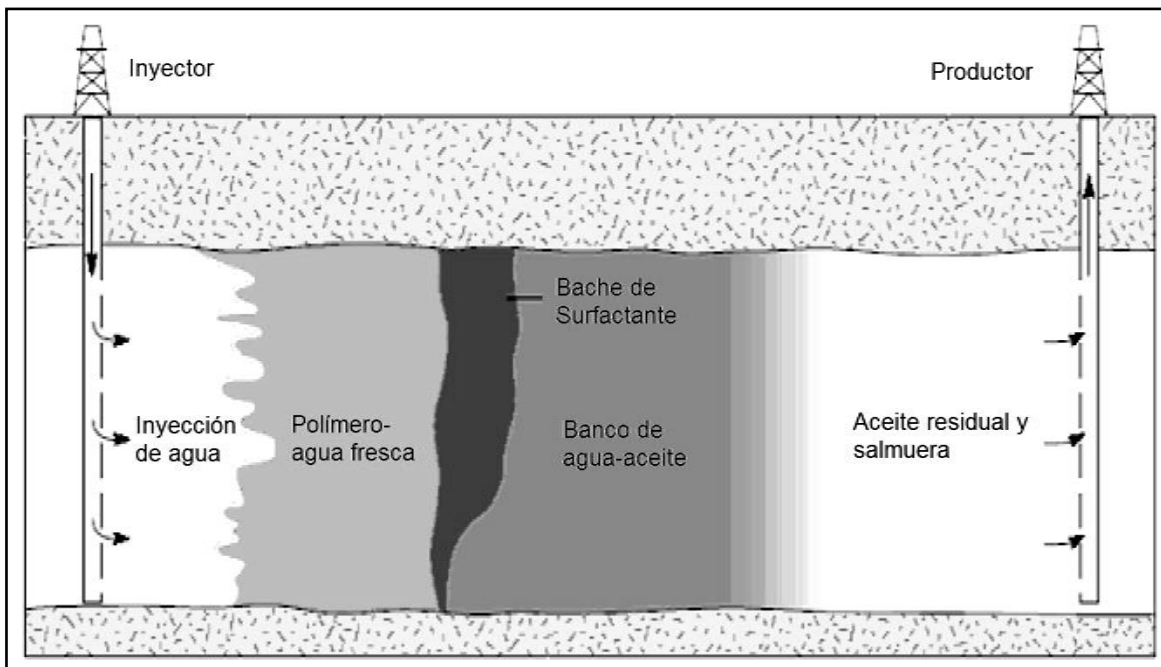


Figura 1.28 - Esquema del proceso de inyección de mezclas polímero-surfactante.

### 1.7.8 Inyección de mezcla álcali-surfactante (AS).

Este tipo de procesos se considera recomendable en yacimientos con crudos livianos de bajos números ácidos, ya que se pueden alcanzar reducciones importantes de la tensión interfacial empleando combinaciones de álcali-surfactantes, donde el tensoactivo logra compensar las potenciales diferencias de las interacciones crudo-álcali por medio de la activación de surfactantes naturales. En este caso, primero se inyecta un preflujo de álcali con el fin de precondicionar el yacimiento y la subsiguiente inyección de surfactante sea más efectiva.

### 1.7.9 Inyección de mezcla álcali-surfactante-polímero (ASP).

Es conocido que para el caso de procesos de inyección de polímeros se reporta que sólo se mejora la eficiencia de barrido volumétrico, mientras que la inyección polímero/micelar puede producir incrementos significativos de recuperación, pero resulta ser desde el punto de vista económico un proceso costoso, por el alto precio de los aditivos químicos. El proceso ASP combina los beneficios de los métodos de inyección de soluciones poliméricas y polímeros-micelares, basado en la tecnología de inyección de soluciones alcalinas debido a que el costo de los álcalis es considerablemente menor que el de los surfactantes.

La esencia del método consiste en que el agente alcalino reacciona con los ácidos orgánicos presentes naturalmente en los crudos para formar surfactantes naturales in situ, los cuales interactúan con los surfactantes inyectados para generar reducciones de las tensiones interfaciales a valores ultrabajos ( $\gamma < 10^{-3}$  dinas/cm) y que aumentan el número capilar significativamente. El empleo de álcali en este tipo de formulaciones contribuye a disminuir el contenido de iones divalentes en el sistema fluido-roca y minimiza la pérdida de surfactantes y polímeros por adsorción en la roca. Las soluciones alcalinas pueden inyectarse como un preflujo, previo a la inyección del tapón micelar o directamente agregada con el surfactante y el polímero. En la siguiente figura se muestra un esquema del proceso.

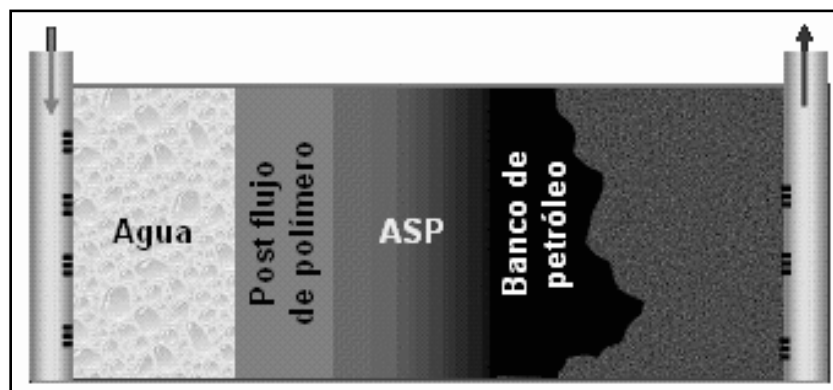


Figura 1.29 - Esquema del proceso de inyección de mezclas ASP.

En general el proceso de inyección en combinación de álcalis, surfactantes y polímeros se realiza para obtener el mejor uso de las propiedades individuales de cada aditivo, minimizando la cantidad de químicos inyectados y maximizando el recobro de petróleo.

Finalmente, en la siguiente tabla se muestran algunos criterios técnicos para la selección de yacimientos candidatos a la inyección de soluciones ASP:

<b>VARIABLES</b>	<b>CRITERIOS TÉCNICOS</b>
Temperatura	< 200 °F, este criterio se basa en la estabilidad química de los polímeros disponibles comercialmente (poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas y polisacáridos)
Viscosidades	< 100 cP, valor recomendable para obtener un control adecuado de la razón de movilidad a un costo aceptable del uso de polímeros.
Relación agua-aceite	< 15%.
Permeabilidad promedio	> 100 mD, a fin de evitar o reducir riesgos de fracturamiento hidráulico de la formación debido a la alta viscosidad de la solución ASP.
Dureza (concentración de iones Ca <sup>+2</sup> y Mg <sup>+2</sup> en aguas de formación)	< 300 ppm, ya que estas especies pueden causar la precipitación del surfactante y la pérdida de viscosidad del polímero.

## Capítulo 2

### DESPLAZAMIENTO DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO A NIVEL MICROSCÓPICO

#### 2.1 Fuerzas de Capilaridad.

##### 2.1.1 Tensión Superficial y Tensión interfacial.

Siempre que fases inmiscibles coexistan en un medio poroso, como esencialmente en todos los procesos de interés, la energía superficial relacionada a la interface de los fluidos afecta las saturaciones, distribuciones y desplazamiento de las fases. Como se muestra en la figura 2.1 el agua coexiste con el aceite en el yacimiento, inclusive cuando no ha sido sometido a inyección de agua o que haya sido invadido por algún acuífero asociado. Aunque el agua se encuentre en un estado inmóvil en este caso, las fuerzas interfaciales pueden influir en procesos subsecuentes de flujo. Si se ha realizado un proceso de inyección de agua al yacimiento o se tiene empuje por un acuífero asociado, se tendrán altas saturaciones de agua,  $S_w$ , y el agua será la fase móvil. En la mayoría de los procesos EOR se utilizan fluidos que no son completamente miscibles con la fase aceite y/o la fase agua por lo que las fuerzas interfaciales tienen que ser examinadas para determinar su influencia en la recuperación del aceite.

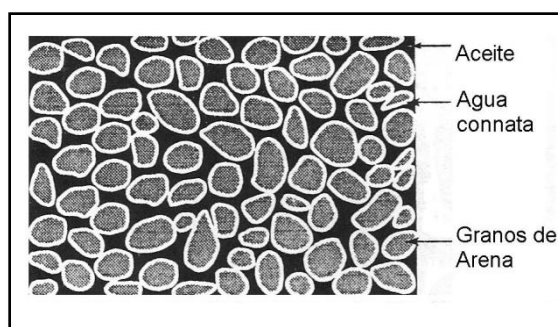


Figura 2.1 - Acercamiento de un sistema de aceite y agua entre los granos de roca.

En la figura 2.2 se muestra una superficie exenta de líquido, en donde A, B y C representan a las moléculas del líquido, las moléculas que están muy por debajo de la superficie (A), generalmente son atraídas de igual forma en todas direcciones debido a las fuerzas de cohesión, y su movimiento tiende a no verse afectado por dichas fuerzas. Las moléculas B y C, sin embargo, las cuales se encuentran en la interface aire/líquido o cerca de ella se comportan de forma diferente. Una fuerza descendente neta tiende a jalar a estas moléculas hacia la



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

parte baja del líquido. La superficie por lo tanto actúa como una membrana estirada la cual tiende a reducirse tanto como sea posible.

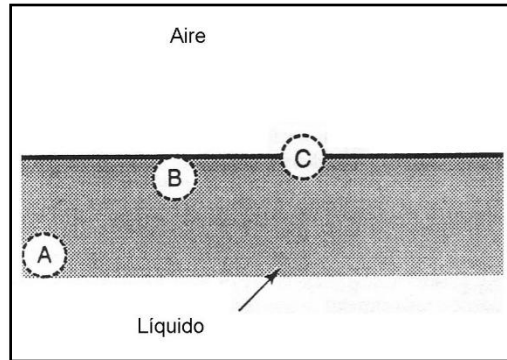


Figura 2.2 - Superficie exenta de líquido, en donde se indican las posiciones de las moléculas.

Esta fuerza superficial, la cual es una fuerza elástica, es cuantificada en términos de la tensión superficial,  $\sigma$  (fuerza que actúa en el plano correspondiente a la superficie por unidad de longitud de la misma). La tensión superficial puede ser visualizada como se muestra en la figura 2.3, en donde una fuerza  $F$  actúa en forma normal a una superficie de líquido de longitud  $L$ .

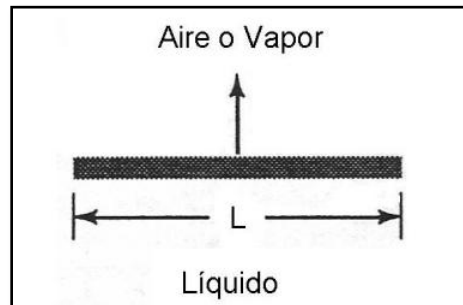


Figura 2.3 - Superficie exenta de líquido, fuerza y longitud utilizados para la definición de tensión superficial.

La fuerza por unidad de longitud,  $F/L$ , requerida para incrementar el área de la superficie es la tensión superficial, normalmente expresada en dinas/cm. La tensión superficial está relacionada con el trabajo requerido para incrementar el área de la superficie. Asumiendo que la fuerza  $F$  de la figura 2.3 se mueve una distancia  $dx$ , logrando ampliar el área de la superficie en una cantidad igual a  $Ldx$ , el trabajo puede ser expresado de la siguiente manera:

$$W = Fdx, \dots \dots \dots (2.1)$$

o bien, como:

$$W = \sigma dA, \dots \dots \dots (2.2)$$

En donde  $F$  es la fuerza aplicada sobre la superficie, en *dinas*;  $L$  es la longitud sobre la cual la fuerza es aplicada, en *cm*;  $\sigma$  es la tensión interfacial,  $F/L$ , en *dinas/cm*; y  $dA$  es el incremento de área,  $Ldx$ , en  $cm^2$ . Así que el trabajo necesario para generar un incremento de área de la superficie es directamente proporcional a la tensión interfacial,  $\sigma$ . Partiendo de este argumento se usa  $\sigma dA$  para representar el término de energía superficial.

El término “tensión superficial” se reserva específicamente para el caso en donde la superficie está entre una fase líquida y una fase gaseosa o aire, si la superficie se encuentra entre dos líquidos diferentes, o entre un líquido y un sólido, se puede usar el término de “tensión interfacial”. La tensión superficial del agua en contacto con su vapor a temperatura estándar, es de 73 *dinas/cm*. La IFT, entre el agua e hidrocarburos puros va de 30 a 50 *dinas/cm* a temperatura estándar. Las mezclas de hidrocarburos como el aceite crudo, tendrán menores tensiones interfaciales, dependiendo de la naturaleza y de la complejidad de los líquidos. Las tensiones interfaciales y las tensiones superficiales están estrechamente ligadas a la temperatura.

En la figura 2.4 se muestran las tensiones superficiales de diferentes parafinas y en la tabla 2.1 se muestran las tensiones interfaciales entre el agua y una variedad de crudos.

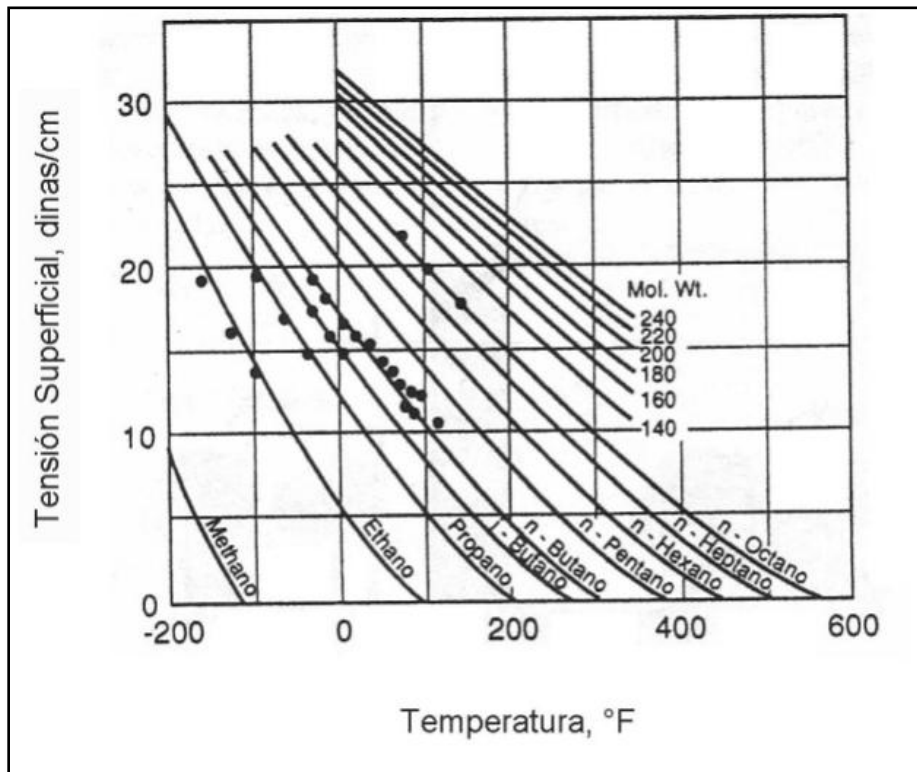


Figura 2.4 - Tensión superficial de diferentes parafinas.<sup>12</sup>

TABLA 2.1 - IFT ENTRE EL AGUA Y VARIOS ACEITES.<sup>12</sup>

CAMPO	FORMACION	ESTADO	VISCOSIDAD DEL ACEITE (cp)	IFT (dinas/cm)
West Delta	Offshore	Louisiana	30.4	17.9
Cayuga	Woodbine	Texas	82.9	17.9
Fairport	Lansing	Kansas	5.3	20.8
Bayou	Choctaw	Louisiana	16.1	15.6
Chase-Silica	Kansas City	Kansas	6.7	19.6
Hofra	Paleocene	Libya	6.1	27.1
Black Bay	Miocene	Louisiana	90.8	17.7
Bar-Dew	Bartlesville	Oklahoma	9.0	21.4
Bar-Dew	Bartlesville	Oklahoma	6.8	21.4
Eugene Island	Offshore	Louisiana	7.4	16.2
Cambridge	Second Berea	Ohio	15.3	14.7
Grand Isle	Offshore	Louisiana	10.3	16.1
Bastian Bay	Uvigerina	Louisiana	112.2	24.8
Oklahoma City	Wilcox	Oklahoma	6.7	20.1
Glenpool	Glen	Oklahoma	5.1	24.7
Cumberland	McLish	Oklahoma	5.8	18.5
Allen District	Allen	Oklahoma	22.0	25.9
Squirrel	Squirrel	Oklahoma	33.0	22.3
Berclair	Vicksberg	Texas	44.5	10.3
Greenwood-Waskom	Wacatoch	Louisiana	5.9	11.9
Ship Shoal	Miocene	Louisiana	22.2	17.3
Gilliland	—	Oklahoma	12.8	17.8
Clear Creek	Upper Bearhead	Louisiana	2.4	17.3
Ray	Arbuckle	Kansas	21.9	25.3
Wheeler	Ellenburger	Texas	4.5	18.2
Rio Bravo	Rio Bravo	California	3.8	17.8
Tatums	Tatums	Oklahoma	133.7	28.8
Saturday Island	Miocene	Louisiana	22.4	31.5
North Shongaloo-Red	Taklo	Louisiana	5.2	17.7
Elk Hills	Shallow Zone	California	99.2	12.6
Eugene Island	Miocene	Louisiana	27.7	15.3
Fairport	Reagan	Kansas	31.8	23.4
Long Beach	Alamitos	California	114.0	30.5
Cotgrade	Wilcox	Louisiana	360.0	19.9
Spivey Grabs	Mississippi	Kansas	26.4	24.5
Elk Hills	Shallow Zone	California	213.0	14.2
Trix-Liz	Woodbine A	Texas	693.8	10.6
St. Teresa	Cypress	Illinois	121.7	21.6
Bradford	Devonian	Pennsylvania	2.8	9.9
Huntington Beach	South Main Area	California	86.2	16.4
Bartlesville	Bartlesville	Oklahoma	180.0	13.0
Rhodes Pool	Mississippi Chat	Kansas	43.4	30.5
Toborg	—	Texas	153.6	18.0

Una manera simple de medir la tensión superficial de un líquido es utilizando un tubo capilar, como se muestra en la figura 2.5.

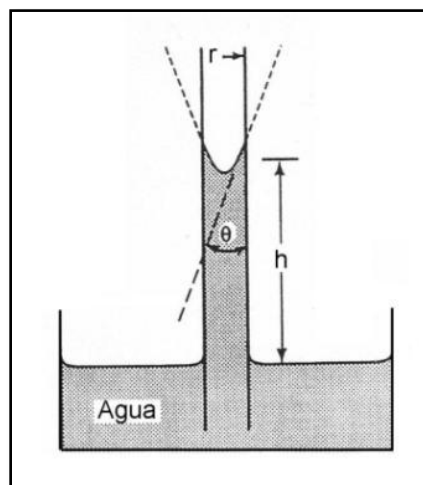


Figura 2.5 - Uso de un tubo capilar para ilustrar un método de medición de la tensión superficial.

Cuando un tubo capilar de radio  $r$  es colocado en un recipiente con agua, esta subirá a través del tubo hasta una cierta altura  $h$ ; como un resultado de la diferencia de fuerzas, se producirá la curvatura a lo largo del menisco (el nivel del



agua aumentara si esta moja al material del tubo capilar), a condiciones estáticas, la fuerza debida a la tensión superficial (la componente vertical de la tensión superficial multiplicada por el perímetro mojado), será equilibrada por la fuerza de gravedad que actúa en la columna del fluido; es decir la fuerza vertical ascendente de la tensión superficial multiplicada por el perímetro mojado es igual a la fuerza gravitacional descendente que actúa sobre la columna del fluido, es decir:

$$\sigma \cos \theta 2 \pi r = \pi r^2 h (\rho_w - \rho_a) g, \dots \dots \dots (2.3)$$

en donde  $r$  es el radio del tubo capilar, en  $cm$ ;  $h$  es la altura de la columna de agua en el tubo, en  $cm$ ;  $\rho_w$ , es la densidad del agua, en  $g/cm^3$ ;  $\rho_a$ , es la densidad del aire, en  $g/cm^3$ ;  $g$  es la constante de la aceleración gravitacional,  $980 \text{ cm/s}^2$ ; y  $\theta$  es el ángulo de contacto entre el agua y el tubo capilar.

Despejando  $\sigma$ , se obtiene la ecuación para la capilaridad:

$$\sigma = \frac{r h (\rho_w - \rho_a) g}{2 \cos \theta}, \dots \dots \dots (2.4)$$

Por lo tanto, si medimos cuidadosamente el ángulo de contacto  $\theta$ , y la altura de la columna de fluido para un determinado radio capilar, se puede determinar la tensión superficial.

### **Ejemplo 2.1 - Cálculo de la Tensión Superficial por elevación en tubo capilar.**

Calcular la tensión superficial del agua a  $77^\circ F$  si el ángulo de contacto  $\theta$  es de  $38^\circ$ , el radio capilar es de  $100 \mu m$  y la altura de la columna de agua es de  $12 \text{ cm}$ . (Desprecie la densidad del aire comparada con la densidad del agua).

Solución:

$$\sigma = \frac{(100 \times 10^{-6})(100 \text{ cm/m})(12 \text{ cm})(1 \text{ g/cm}^3)(980 \text{ cm/s}^2)}{2 \times 0.788}$$

$$\sigma = 74.6 \frac{g}{s^2} = 74.6 \frac{g \times cm}{s^2 \times cm}$$

$$\sigma = 74.6 \text{ dinas/cm}$$

En la práctica, el ángulo de contacto es difícil de medir, una técnica más simple es el método del tensiómetro de anillo mostrado en la figura 2.6, donde es utilizado para medir la IFT entre el aceite y el agua.

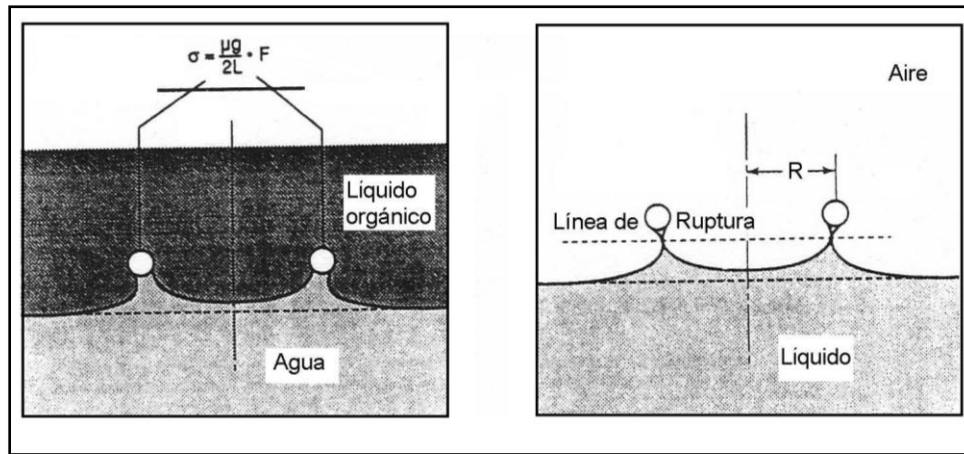


Figura 2.6 - Uso del tensiómetro de anillo para medir la IFT: (a) distensión de la capa interfacial durante la medición de la IFT y (b) condición de la superficie en el punto de ruptura.<sup>20</sup>

En este método, un anillo es introducido a través de la interface, mientras esto ocurre, se incrementa el área interfacial (figura 2.6-izquierda), hasta que llega a la ruptura (figura 2.6-derecha), la fuerza en el anillo es medida durante el proceso. En el momento de la ruptura de la superficie, la fuerza dividida por la circunferencia del anillo (corregida por un factor geométrico) es la  $\sigma_{ow}$ . Este método es confiable y conveniente para el rango de tensiones superficiales e interfaciales comúnmente encontrados para el agua, hidrocarburos, sistemas agua/hidrocarburos y algunos sistemas agua/hidrocarburos/surfactante de  $\sigma > 1.0$  dinas/cm. Para tensiones interfaciales ultra bajas como las que se encuentran en los procesos con surfactantes deberán utilizarse otros métodos de medición.

### 2.1.2 Mojabilidad en sólidos.

Las distribuciones de los fluidos en el medio poroso se deben no solo a las fuerzas en las interfaces fluido/fluido, sino también debido a las fuerzas en las interfaces fluido/sólido. La mojabilidad, es la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse a una superficie sólida en presencia de un segundo fluido. Cuando dos fases inmiscibles están en contacto con una superficie sólida, una de las fases generalmente es atraída al sólido más fuertemente que la otra; la fase atraída más fuertemente es llamada fase mojante. Esta es poco móvil en el yacimiento, las fuerzas de atracción entre la fase mojante y la superficie de la roca impiden que la saturación de la fase mojante descienda por debajo de un valor mínimo (saturación irreductible) y tiende a ubicarse en los poros más pequeños, por el contrario las fuerzas de repulsión entre la roca y el fluido no-mojante, hacen que esta tienda a ubicarse en los poros más grandes, produciendo que la fase no-mojante sea la más móvil, especialmente cuando se presentan altas saturaciones de dicha fase. La mojabilidad de la roca afecta la naturaleza de las saturaciones

de fluidos y las características de la permeabilidad relativa de un sistema roca-fluido. Un ejemplo del efecto en las saturaciones se muestra en la figura 2.7, en la cual se muestran las saturaciones de aceite residual en una roca fuertemente mojada por agua y en otra fuertemente mojada por aceite. Considerando el efecto de la mojabilidad en la distribución de los fluidos, podemos decir que las curvas de permeabilidad relativa están fuertemente relacionadas con la mojabilidad.

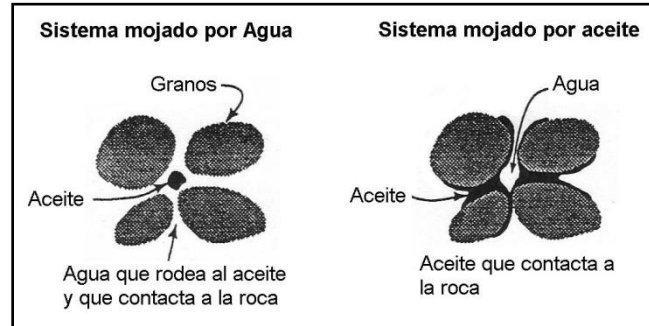


Figura 2.7 - Efecto de la mojabilidad en la saturación (roca representativa).

Dependiendo de las características físicas y químicas de las rocas así como de la composición del aceite, presentan mojabilidades intermedias y/o mixtas. La mojabilidad intermedia ocurre cuando ambas fases de fluido tienden a mojar al sólido, pero una es ligeramente más atraída que la otra. La mojabilidad mixta es el resultado de una variación o heterogeneidad en la composición química de las superficies expuestas de la roca o de las superficies del material cementante. Debido a esta variación química la condición de la mojabilidad puede variar de un punto a otro, de hecho algunas veces el agua moja al sólido en una parte de la superficie y el aceite lo hace en la parte restante.

La mojabilidad puede ser tratada cuantitativamente, examinando las fuerzas interfaciales que existen cuando dos fases líquidas inmiscibles están en contacto con un sólido. En la figura 2.8 se muestra una gota de agua en contacto con una superficie homogénea de roca en presencia de una fase aceite.

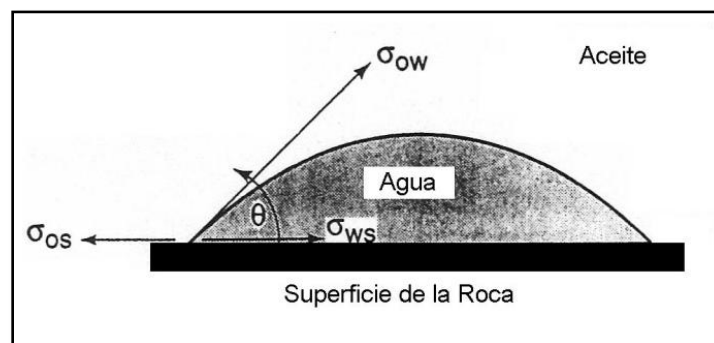


Figura 2.8 - Fuerzas Interfaciales en la Interface entre dos fluidos inmiscibles y un sólido.

La gota de agua se extiende sobre el sólido hasta que las fuerzas se balancean. Haciendo un balance de fuerzas en la línea de intersección del sólido, agua y aceite, tenemos que:

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta, \dots \dots \dots (2.5)$$

En donde  $\sigma_{os}$ ,  $\sigma_{ws}$  y  $\sigma_{ow}$  son las tensiones interfaciales entre el sólido y el aceite, el agua y el sólido y entre el agua y el aceite respectivamente, en dinas/cm, y  $\theta$  es el ángulo de contacto medido a través del agua.

Mientras que  $\sigma_{ow}$  puede ser medido como se describió anteriormente,  $\sigma_{os}$  y  $\sigma_{ws}$  nunca han sido medidos directamente; no han sido desarrollados métodos experimentales para determinarlos, sin embargo se utiliza el ángulo de contacto,  $\theta$ , para determinar la mojabilidad. En la figura 2.8 el sólido es mojado por agua si  $\theta < 90^\circ$ , o mojado por aceite si  $\theta > 90^\circ$ . Un ángulo de contacto muy cercano a  $0^\circ$  indica que se tiene un sistema fuertemente mojado por agua y un ángulo que está muy cercano a  $180^\circ$  hace referencia a un sistema fuertemente mojado por aceite. Por convención, los ángulos de contacto se miden a través de la fase agua, ya que si se midieran a través de la fase aceite se aplicaría al inverso la regla para la mojabilidad descrita anteriormente, la cual define a la mojabilidad. La mojabilidad intermedia ocurre cuando se tiene un ángulo  $\theta$  cercano a  $90^\circ$ .

Si utilizáramos mercurio como líquido en un tubo capilar, el nivel de mercurio descendería tal y como se observa en la figura 2.9.

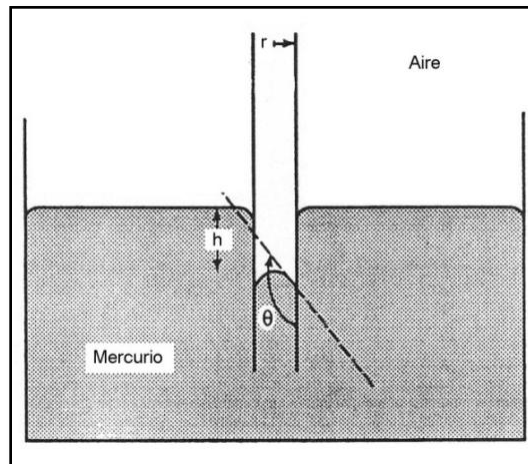


Figura 2.9 - Depresión capilar de un líquido no mojante en un tubo capilar.<sup>20</sup>

Aquí el mercurio no moja el vidrio. Si midiéramos  $\theta$  a través de la fase líquida, este valor excedería los  $90^\circ$  y el  $\cos \theta$  resultaría un número negativo al igual que el valor de  $h$ .

### 2.1.3 Presión Capilar.

Debido a que las interfaces de los sistemas descritos anteriormente están en tensión, existe por lo tanto una presión diferencial a través de la interface, esta presión llamada "presión capilar", puede ser ilustrada por la elevación del fluido en un tubo capilar. La figura 2.10 muestra la elevación del agua en un tubo capilar.

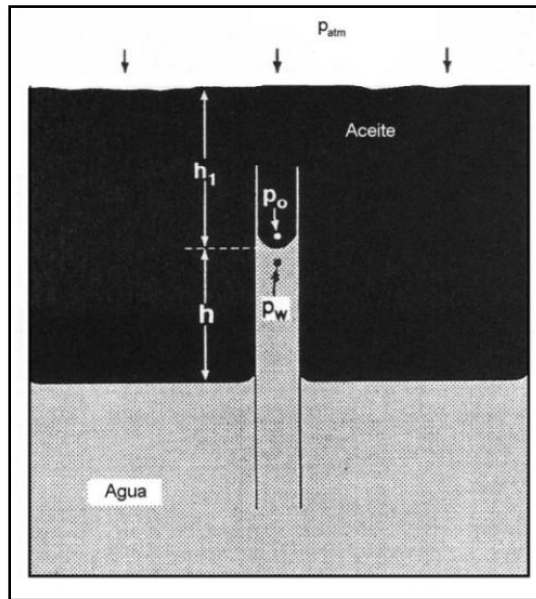


Figura 2.10 - Presión capilar resultante de las fuerzas Interfaciales en un tubo capilar.<sup>20</sup>

El fluido que está por encima del agua es un aceite, y debido a que el agua moja preferentemente al vidrio del tubo, existe un “incremento en la capilaridad” (altura por encima de la superficie de agua a la cual ésta se elevara debido a la atracción de sus moléculas con la superficie solida). Las presiones  $p_o$  y  $p_w$  mostradas en la figura se refieren a la presión de la fase aceite en el punto justo por encima de la interface agua/aceite y a la presión de la fase agua justo debajo de la interface respectivamente.

Haciendo un balance de fuerzas:

$$p_o = P_{atm} + \rho_o g h_1, \dots \dots \dots (2.6)$$

$$p_w = p_{atm} + \rho_o g (h_1 + h) - \rho_w g h, \dots \dots \dots (2.7)$$

En donde  $p_{atm}$  es la presión atmosférica, en dinas/cm<sup>2</sup>;  $h$  y  $h_1$  son las alturas alcanzadas por los fluidos, como se muestra en la figura 2.10, en cm;  $\rho_o$  y  $\rho_w$  son las densidades del aceite y del agua respectivamente, g/cm<sup>3</sup>; y  $g$  es la constante de aceleración de la gravedad, 980 cm/s<sup>2</sup>

Restando a la ecuación 2.5 la ecuación 2.6 obtenemos:

$$p_o - p_w = h g (\rho_w - \rho_o) = P_c, \dots \dots \dots (2.8)$$

El resultado indica que existe una diferencia de presión a través de la interface, la cual es llamada presión capilar,  $P_c$ . Cabe destacar que la mayor presión se presenta en la fase no mojante.

Recordando que:

$$\sigma_{ow} = \frac{rh(\rho_w - \rho_o)g}{2 \cos \theta}, \dots \dots \dots (2.4)$$

Sustituyendo la ecuación 2.8 en la ecuación 2.4 obtenemos:

$$\sigma_{ow} = \frac{rP_c}{2 \cos \theta}, \dots \dots \dots (2.9)$$

Despejando  $P_c$ ,

$$P_c = \frac{2\sigma_{ow} \cos \theta}{r}, \dots \dots \dots (2.10)$$

La presión capilar está relacionada con la fuerza interfacial fluido/fluido, con la mojabilidad relativa de los fluidos (a través del ángulo  $\theta$ ), y con el radio del tubo capilar,  $r$ . La presión capilar puede ser tanto negativa como positiva; el signo expresa en qué fase existe la menor presión y esta fase será la que preferentemente moje al tubo capilar. Nótese que  $P_c$  es inversamente proporcional al radio del capilar y se incrementa a medida que la afinidad de la fase mojante con la superficie de la roca aumenta.

El uso de un tubo capilar es una aproximación idealizada y simple del fenómeno de capilaridad en rocas almacenadoras. La complejidad de la estructura de los poros no permite un riguroso estudio analítico, por lo que se puede estudiar por medio del uso de una configuración basada en partículas esféricas uniformes de tamaño definido<sup>13</sup>, un orden de magnitud superior a las encontradas en las rocas almacenadoras. En base a este sistema, se ha desarrollado una expresión para determinar la presión capilar.

$$P_c = \sigma \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right), \dots \dots \dots (2.11)$$

En donde  $R_1$  y  $R_2$  son los radios de curvatura mostrados en la figura 2.11. La ecuación 2.11 es llamada ecuación de Laplace y puede ser una relación general si  $R_1$  y  $R_2$  son tomados como los radios de curvatura principales de la interface fluido/fluido.

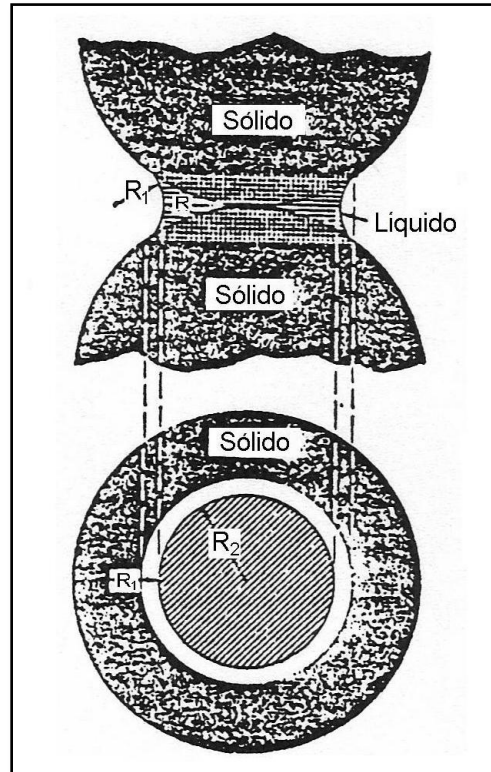


Figura 2.11 - Mojabilidad en esferas, en donde se aprecian los radios de curvatura.<sup>13</sup>

En un tubo capilar recto,  $1/R_1$  y  $1/R_2$  son iguales y están dados por el radio del tubo capilar dividido por el coseno del ángulo de contacto,  $r/\cos\theta$ .

Los valores de  $R_1$  y  $R_2$  están ligados a la saturación de la fase mojannte dentro de un medio poroso. Sin embargo, la presión capilar depende de la saturación de la fase fluido que moja al sistema.

## 2.2 Fuerza de Viscosidad.

Las fuerzas de viscosidad en un medio poroso, se ve reflejado en la magnitud de la caída de presión que ocurre como resultado del flujo de fluido a través del medio. Una de las aproximaciones más simples para calcular la fuerza de viscosidad se hace considerando un medio poroso como un conjunto de tubos capilares paralelos. Con esta suposición, la caída de presión para flujo laminar a través de un solo tubo esta dado por la ley Poiseuille:

$$\Delta p = -\frac{8\mu L \bar{v}}{r^2 g_c} \dots \dots \dots (2.12)$$

En donde  $\Delta p$ , es la caída de presión a través del tubo capilar ( $p_2 - p_1$ ) en  $\text{lb}_f/\text{ft}^2$ ;  $L$ , es la longitud del tubo capilar en ft;  $r$ , es el radio del tubo capilar en ft;  $\bar{v}$ , es la velocidad promedio en el tubo en ft/sec;  $\mu$ , es la viscosidad del líquido que fluye en  $\text{lb}_m/(\text{ft}\cdot\text{s})$ , y  $g_c$  es un factor de conversión. Se puede expresar la ecuación anterior de la siguiente manera para un sistema de unidades diferente:

$$\Delta p = -(6.22 \times 10^{-8}) \frac{\mu L \bar{v}}{r^2 g_c}, \dots \dots \dots (2.13)$$

En donde  $\Delta p$  esta en psi,  $r$  esta en pg,  $\bar{v}$  esta en ft/D,  $\mu$  esta en cp y  $L$  esta en ft. Las fuerzas de viscosidad en un medio poroso pueden ser expresadas en términos de la ley de Darcy,

$$\Delta p = -(0.158) \frac{\phi \mu L \bar{v}}{k}, \dots \dots \dots (2.14)$$

En donde  $\Delta p$ , es la caída de presión a través del medio poroso ( $p_2 - p_1$ ) en psi;  $L$ , es la longitud del medio poroso, en ft;  $\bar{v}$ , es la velocidad promedio del fluido en el medio poroso, ft/D;  $\mu$ , es la viscosidad del fluido, en cp;  $\phi$ , es la porosidad del medio poroso, y  $k$  es la permeabilidad del medio poroso, en darcies. Para un conjunto de tubos capilares de igual tamaño, la permeabilidad está dada por:

$$k = 20 \times 10^6 d^2 \phi, \dots \dots \dots (2.15)$$

En donde  $k$ , es la permeabilidad del conjunto de tubos capilares en darcies;  $d$ , es el diámetro de los tubos capilares en pg; y  $\phi$ , es la porosidad efectiva del conjunto de tubos capilares.

**Ejemplo 2.2 - Cálculo del gradiente de presión cuando se tiene flujo de agua en un capilar.**

Calcular el gradiente de presión  $\Delta p/L$ , para flujo de agua a una velocidad típica de yacimiento de 1.0 ft/D, a través de un capilar recto, con un diámetro de 0.004 pg, la viscosidad del agua es de 1.0 cp.

Solución:

Aplicando la ecuación 2.12:

$$\frac{\Delta p}{L} = -\frac{8\mu\bar{v}}{r^2 g_c}$$

$$\frac{\Delta p}{L} = -\frac{8(0.672 \times 10^{-3} \text{ lbf/ft} - \text{sec})(1.157 \times 10^{-5} \text{ ft/sec})}{(1.667 \times 10^{-5} \text{ ft})^2 (32.2 \text{ lbf} - \text{ft/lbf} - \text{sec}^2)}$$

$$= -6.95 \frac{\text{lbf}}{\text{ft}^2 - \text{ft}} = -0.048 \text{ lbf}(\text{in}^2 - \text{ft})$$

$$= -0.048 \text{ psi/ft.}$$

La permeabilidad efectiva en el capilar está dada por:

$$k = 20 \times 10^6 \times 1.0 \times (0.0004)^2 = 3.2 \text{ darcies.}$$



### **Ejemplo 2.3 - Cálculo del gradiente de presión para un flujo de aceite en un medio poroso.**

Calcular el gradiente de presión para el flujo de un aceite (viscosidad de 10 cp) a una velocidad de flujo intersticial 1.0 ft/D, se tiene una permeabilidad 250 md y la porosidad de la roca es de 0.20.

Solución:

$$\frac{\Delta p}{L} = - \frac{0.158 \times 1.0 \text{ ft/D} \times 10 \text{ cp} \times 0.2}{0.250 \text{ darcys}} = -1.264 \text{ psi/ft.}$$

Los ejemplos 2.2 y 2.3 ilustran que las fuerzas de viscosidad generan gradientes de presión en las rocas del yacimiento del orden de 0.1 hasta >1 psi/ft, estos son valores típicos en yacimiento. Los valores pueden ser significativamente mayores en las regiones circundantes a los pozos de inyección y producción.

## **2.3 Entrampamiento de fases.**

El mecanismo de entrampamiento del aceite y de otros fluidos en un medio rocoso poroso depende de la estructura del poro o del medio poroso, de las interacciones roca-fluido relacionadas con la mojabilidad y depende de las interacciones fluido-fluido relacionadas con la tensión interfacial y algunas veces de las inestabilidades en el flujo; el entrampamiento y la movilización están relacionadas con estos factores de manera muy estrecha.

### **2.3.1 Efecto Jamin**

Se sabe que la presión requerida para forzar una fase no mojante a través de un sistema capilar como en los poros de una roca, puede ser bastante grande, este fenómeno es llamado *efecto Jamin*, esto puede ser descrito de manera más simple, analizando una gota de aceite o una burbuja de gas en un capilar que es preferentemente mojado por agua, como se muestra en las figuras 2.12 y 2.13.

En la figura 2.12a se muestra un filamento continuo con agua en contacto con otro que contiene aceite, el sistema está en estado estático, con diferentes presiones en los puntos A y B, debido a las fuerzas capilares.

En la figura 2.12b se tiene una gota de aceite que está en contacto con el agua por ambos lados, en ambos casos la diferencia de presión estática,  $p_A - p_B$ , si una de ellas existe, debe ser excedida para iniciar el flujo.

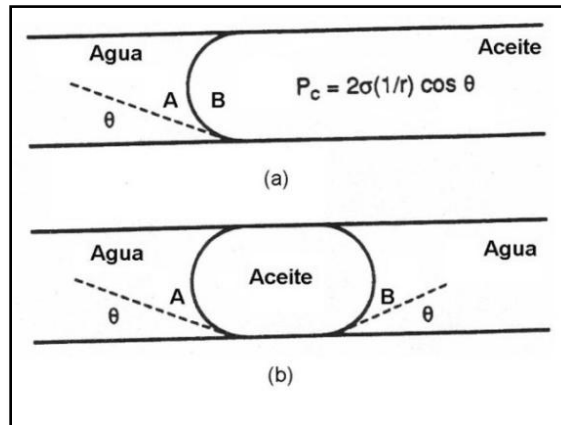


Figura 2.12 - Ilustración de las interfaces aceite-agua: fases continuas vs. gota atrapada.

La figura 2.13 muestra tres variaciones del caso presentado en la figura 2.12b, la gota de aceite en contacto con el agua por ambos lados, en la figura 2.13a el tamaño del tubo capilar varía de un extremo a otro y por lo tanto el radio de la gota también varía de la misma forma. En la figura 2.13b el ángulo de contacto es diferente en ambos lados de la gota de aceite, lo que se puede dar por ejemplo si la gota fuera desplazada en una dirección lo cual causaría que el ángulo de contacto aumentara con respecto al ángulo de contacto del lado opuesto que disminuye. En la figura 2.13c, se tiene una burbuja de gas que está atrapada por agua en un lado y por aceite por el otro lado, una vez más es importante determinar la presión estática diferencial entre los puntos A y B para conocer cuánto se debe de exceder para poder iniciar el flujo.

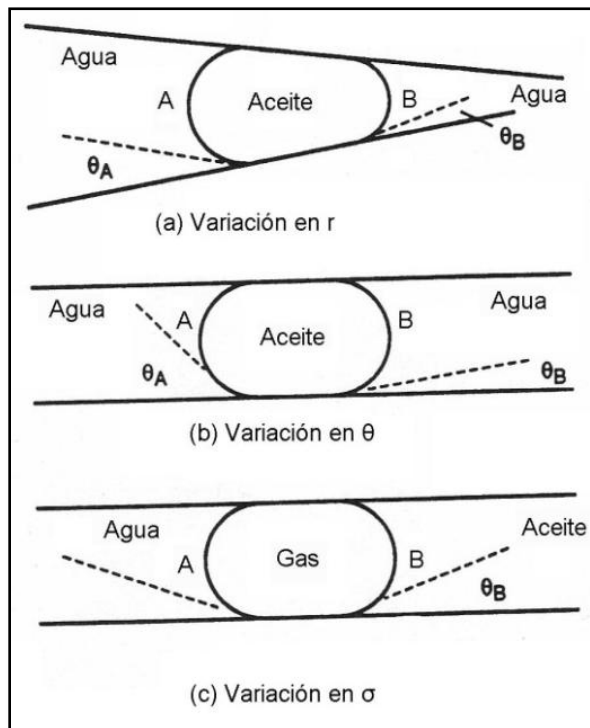


Figura 2.13 - Diferentes condiciones de atrapamiento para una gota en un capilar.

Para las condiciones de la figura 2.12a, la presión a través de la interface es únicamente la presión capilar,  $P_c$ :

$$p_B - p_A = P_c = \frac{2\sigma_{ow} \cos \theta}{r}, \dots \dots \dots (2.16)$$

Para los casos en las figuras 2.12 y 2.13, se puede usar una expresión generalizada, añadiendo las caídas de presión a través de cada interface. Se hace la suposición de que la presión en la gota de aceite o en la de gas es constante desde un extremo de la gota hasta el otro extremo.

$$p_B - p_A = \left( \frac{2\sigma_{ow} \cos \theta}{r} \right)_A - \left( \frac{2\sigma_{ow} \cos \theta}{r} \right)_B, \dots \dots \dots (2.17)$$

Los subíndices A y B, indican que los valores están determinados para las interfaces en los puntos A y B respectivamente. Aplicando la ecuación 2.17 a los casos de las figuras 2.12b y de la 2.13 hasta 2.13c, se obtienen las siguientes expresiones respectivamente.

Para la figura 2.12b

$$p_B - p_A = \left( \frac{2\sigma_{ow} \cos \theta}{r} \right)_A - \left( \frac{2\sigma_{ow} \cos \theta}{r} \right)_B = 0, \dots \dots \dots (2.18)$$

Debido a que las condiciones en el punto A son las mismas que en el punto B, la presión en la fase puede exceder la presión en la fase agua, por el valor de  $P_c$ , pero no habrá un cambio en la presión neta a través de la gota.

En la figura 2.13a, suponiendo que  $\theta_A = \theta_B$ , el diferencial de presión en condiciones estáticas es directamente proporcional a la diferencia (a través de la gota de aceite) del inverso del radio capilar. Si  $r_A < r_B$ , entonces tendremos que  $p_A > p_B$  y existe una caída de presión del punto A al punto B.

Este gradiente tiene que ser excedido para iniciar el flujo en la parte más estrecha de la constricción capilar.

$$p_B - p_A = 2\sigma_{ow} \cos \theta \left( \frac{1}{r_A} - \frac{1}{r_B} \right), \dots \dots \dots (2.19)$$

En la figura 2.13b, para un ángulo de contacto que avanza en el punto B y un ángulo que retrocede en el punto A,  $\theta_A > \theta_B$ , y  $\cos \theta_A < \cos \theta_B$ , esto ocurre cuando la gota está al borde del movimiento hacia la derecha, en este caso.

$$p_B - p_A = \frac{2\sigma_{ow}}{r} (\cos \theta_A - \cos \theta_B), \dots \dots \dots (2.20)$$

En la figura 2.13c, las tensiones interfaciales y los ángulos de contacto son diferentes en las dos interfaces, ya que los sistemas de fluidos son diferentes, entonces existirá una presión en la burbuja de gas del punto A al punto B, cuando el sistema está en estado estático si tenemos que  $\sigma_{go} \cos \theta_B > \sigma_{gw} \cos \theta_A$ .

$$p_B - p_A = \frac{2}{r} (\sigma_{gw} \cos \theta_A - \sigma_{go} \cos \theta_B), \dots \dots \dots (2.21)$$

En cualquiera de los casos presentados, si conocemos o estimamos cualquiera de los parámetros, podemos calcular la caída de presión requerida para iniciar el flujo.

**Ejemplo 2.4 - Presión requerida para forzar el paso de una gota de aceite a través de una garganta de poro.**

Calcular la presión necesaria para que una gota de aceite pase a través una garganta de poro, el cual tiene un radio frontal de  $6.2 \mu\text{m}$ , y un radio inicial de  $15 \mu\text{m}$ . Suponga que el ángulo de contacto es cero y la tensión interfacial es de  $25 \text{ dinas/cm}$ . Determine el resultado en  $\text{dinas/cm}^2$  y en  $\text{psi}$ . ¿Cuál sería el gradiente de presión en  $\text{psi/ft}$ , si la longitud de la gota de aceite fuera de  $0.01 \text{ cm}$ ?

Solución:

$$\begin{aligned} p_B - p_A &= 2 \times 25 \text{ dinas/cm} \left( \frac{1}{0.00062} - \frac{1}{0.0015} \right) \frac{1}{\text{cm}} \\ &= -47,300 \text{ dinas/cm}^2 \\ &= -47,300 \text{ dinas/cm}^2 \times 1.438 \times 10^{-5} \text{ psi}/(\text{dinas/cm}^2) \\ &= -0.68 \text{ psi} \end{aligned}$$

$$\frac{\Delta p}{L} = -\frac{0.68 \text{ psi}}{0.01 \text{ cm}} \times \frac{30.48 \text{ cm}}{\text{ft}} = -2.073 \text{ psi/ft}$$

El ejemplo anterior ilustra, que el gradiente de presión requerido para mover una gota de aceite a través de una constricción puede ser bastante grande; esto puede ser falso, sin embargo, asumir que el gradiente de presión calculado para aun solo capilar, se da a lo largo de toda la longitud del patrón de flujo en el yacimiento, puede ser cierto, si el yacimiento está formado de “un solo capilar” con constricciones porosas en serie.

### 2.3.2 Número capilar.

Existen numerosos datos experimentales acerca del entrapamiento del aceite residual en las rocas y otros medios porosos, la mayoría de estos datos consisten de mediciones de las saturaciones residuales cuando una fase no mojante (aceite) es desplazado por una fase mojante (agua), y existen muy pocos datos del entrapamiento de una fase mojante desplazada por una fase no mojante. Estos datos son el resultado de experimentos los cuales siguen una serie de pasos. A continuación se mencionan los pasos para obtener las saturaciones residuales, en este caso el agua desplaza al aceite.<sup>20</sup>

- 1.- Se satura un núcleo con agua, parte de esta permanecerá como la saturación inicial de agua después del paso 2.
- 2.- Se inyecta aceite al núcleo, para establecer una saturación inicial de aceite, en el proceso quedara una saturación residual de agua, la cual puede ser comparada con el agua connata que se encuentra en los yacimientos.
- 3.- Después, se inyecta agua (de la misma naturaleza que el paso 1) al núcleo con un gasto constante, este proceso dejara una saturación residual de aceite para las condiciones particulares de inyección utilizadas.
- 4.- Se hace un balance de materia a todos los fluidos en cada paso del experimento, para determinar las saturaciones, además de medir las caídas de presión.

El proceso arroja una saturación, resultado del entrapamiento de una fase que inicialmente estaba a una saturación relativamente alta y además de continua, el entrapamiento es un resultado de la reducción en la saturación de la fase no mojante. Para una fase mojante desplazada, pequeñas membranas que cubren la superficie, pierden conectividad hidráulica, dejando a la fase mojante distribuida en los poros más pequeños. De estos experimentos se obtienen datos sobre las saturaciones residuales de una fase desplazada a las condiciones y parámetros particulares de cada proceso. La práctica ha demostrado que es conveniente el uso grupos adimensionales, usando las variables que involucran la razón de viscosidad con las fuerzas capilares, dicha razón puede ser escrita de la siguiente manera:

$$\frac{F_v}{F_c} = \frac{v\mu_w}{\sigma_{ow} \cos \theta} \dots \dots \dots (2.22)$$

En donde  $F_v$  y  $F_c$  son la fuerza de viscosidad y de capilaridad respectivamente, y  $v$  es la velocidad intersticial.

El subíndice  $w$  denota a la fase desplazante y  $\sigma_{ow}$  es la IFT entre la fase desplazada y la fase desplazante. La relación es conocida como número capilar, suponiendo que el  $\cos \theta$  se aproxima a 1, entonces tenemos que:

$$N_{ca} = \frac{v\mu_w}{\sigma_{ow}}, \dots \dots \dots (2.23)$$

En la ecuación se puede usar cualquier tipo de unidades consistentes ya que es adimensional, algunos autores usan la velocidad intersticial y otros la velocidad usada Darcy. La relación entre ambas velocidades es  $N_{ca}^* = \phi N_{ca}$ , en donde  $N_{ca}^*$  es el número capilar basado en la velocidad Darcy.

En las figuras 2.14 y 2.15, se muestran dos grupos de datos experimentales, que fueron correlacionados usando la ecuación 2.23. Los gráficos muestran la saturación de aceite residual en función de  $\frac{N_{ca}}{\cos \theta}$ . El grupo de datos son el resultado de experimentos realizados a varios núcleos de diferentes longitudes, en donde la velocidad, viscosidad y la tensión interfacial, fueron modificadas a lo largo de diferentes rangos, usando al agua como fase mojante en todos los experimentos.

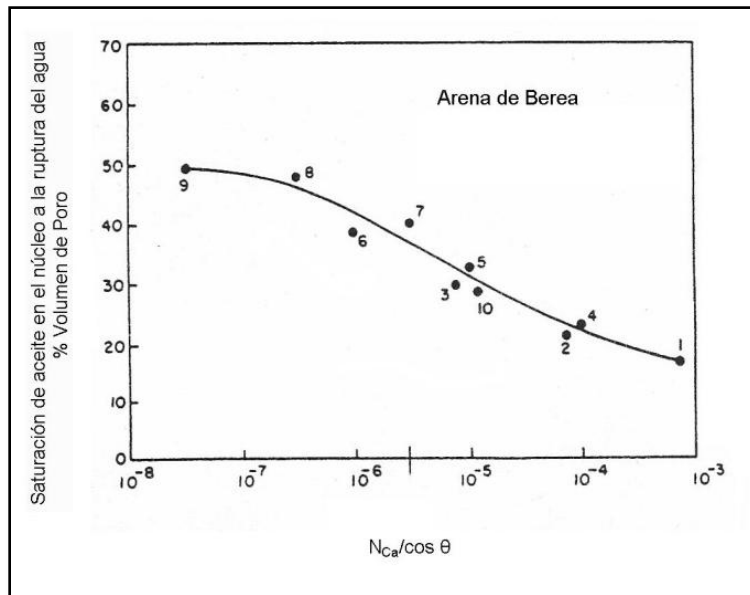


Figura 2.14 - Correlación del término  $N_{ca} / \cos \theta$  con la saturación de aceite en el núcleo a la ruptura del agua (Moore y Slobod<sup>14</sup>, Abrams<sup>15</sup>) Abrams convirtió a  $\mu$  en centipoises para consistencia adimensional.

Los datos obtenidos por Moore y Slobod<sup>14</sup> fueron medidos utilizando el procedimiento descrito anteriormente, sin embargo las saturaciones residuales reportadas, son valores al momento de la ruptura del agua en lugar de reportar las saturaciones finales; se recupero muy poco aceite en el sistema mojado por agua, después del avance del agua. Los datos de la figura 2.15, son el resultado de un sistema poroso fuertemente mojado por agua, en donde se tiene un  $\cos \theta \approx 1$ ; la velocidad usada por Abrams<sup>15</sup> fue  $\frac{u}{[\phi(S_{oi} - S_{or})]}$ .

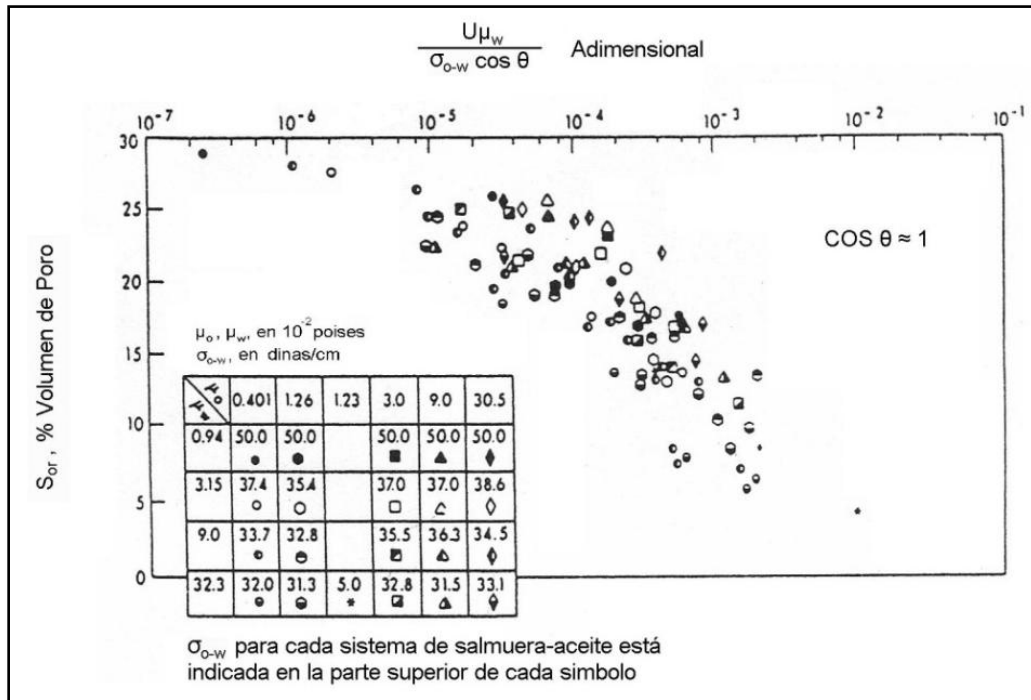


Figura 2.15 - Correlación del término  $N_{ca}$  con la saturación de aceite residual (Abrams<sup>15</sup>).

El número capilar,  $N_{ca}$ , definido anteriormente es muy útil para correlacionar los datos, sin embargo es un tanto impreciso, al observar los resultados podemos ver que al obtener números capilares menores a  $10^{-6}$ , el aceite residual es relativamente constante y no es función de la magnitud de  $N_{ca}$ . Las inyecciones de agua operan por lo general en condiciones de  $N_{ca} < 10^{-6}$ , y valores de  $N_{ca}$  de  $10^{-7}$  son probablemente los más comunes.

Esto implica, por ejemplo, que la recuperación por inyección de agua debe ser independiente del gasto de inyección en el rango de valores que pueden lograrse en la práctica. La correlación muestra que  $N_{ca}$  puede aumentar, ya sea (1) aumentando la velocidad del fluido desplazante, (2) incrementando la viscosidad del fluido desplazante, o (3) reduciendo la IFT el fluido desplazado y el fluido desplazante. En la figura 2.15 todas las variables fueron cambiadas a lo largo de diferentes experimentos.

Abrams<sup>15</sup>, sugirió que la correlación sería más acertada si se tomara en cuenta la relación de viscosidad del agua y del aceite.

En la figura 2.16 se muestra dicha corrección, en donde  $N_{ca}$  está multiplicado por  $\left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right)^{0.4}$ . Estos son los mismos datos usados para la figura 2.15, pero se añadió la razón de viscosidades en la correlación, la cual reduce la dispersión de datos. Adams investigó además, el efecto del tipo de roca, en areniscas, el comportamiento fue casi el mismo que en la figura 2.16.

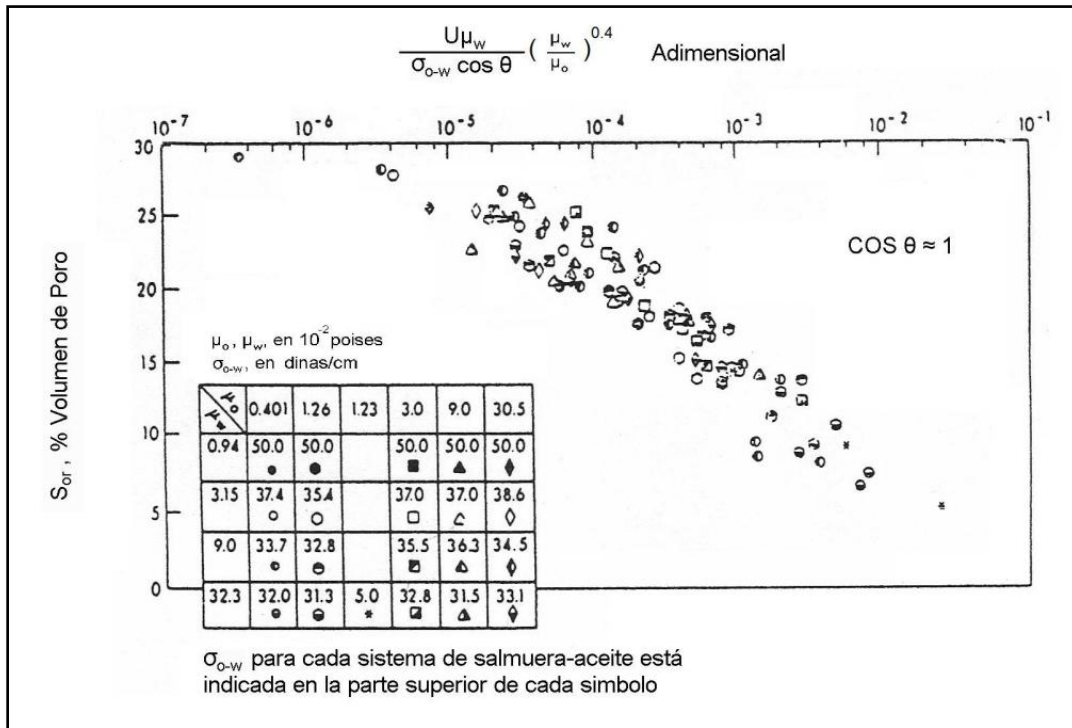


Figura 2.16 - Correlación del término  $N_{ca} \left( \frac{\mu_w}{\mu_o} \right)^{0.4}$  con la saturación de aceite residual (Abrams<sup>15</sup>).

En las correlaciones de las figuras 2.14 a 2.16 se tiene un  $\cos \theta$  en el denominador del término del número capilar, esto implica que si los fluidos estuvieran cercanos a la mojabilidad neutra ( $\theta \rightarrow 90^\circ$ ), el término se incrementaría significativamente y la saturación residual se reduciría notablemente.

En la figura 2.17 se muestra el efecto por el tipo de roca, todas las arenas mostraron un cambio en la pendiente en los valores de correlación con  $N_{ca} \left( \frac{\mu_w}{\mu_o} \right)^{0.4}$ , entre  $10^{-4}$  y  $10^{-5}$ . Se analizó una muestra de caliza en donde se observó un decremento lineal de la  $S_{or}$  entre el rango de  $10^{-6}$  a  $10^{-2}$ .



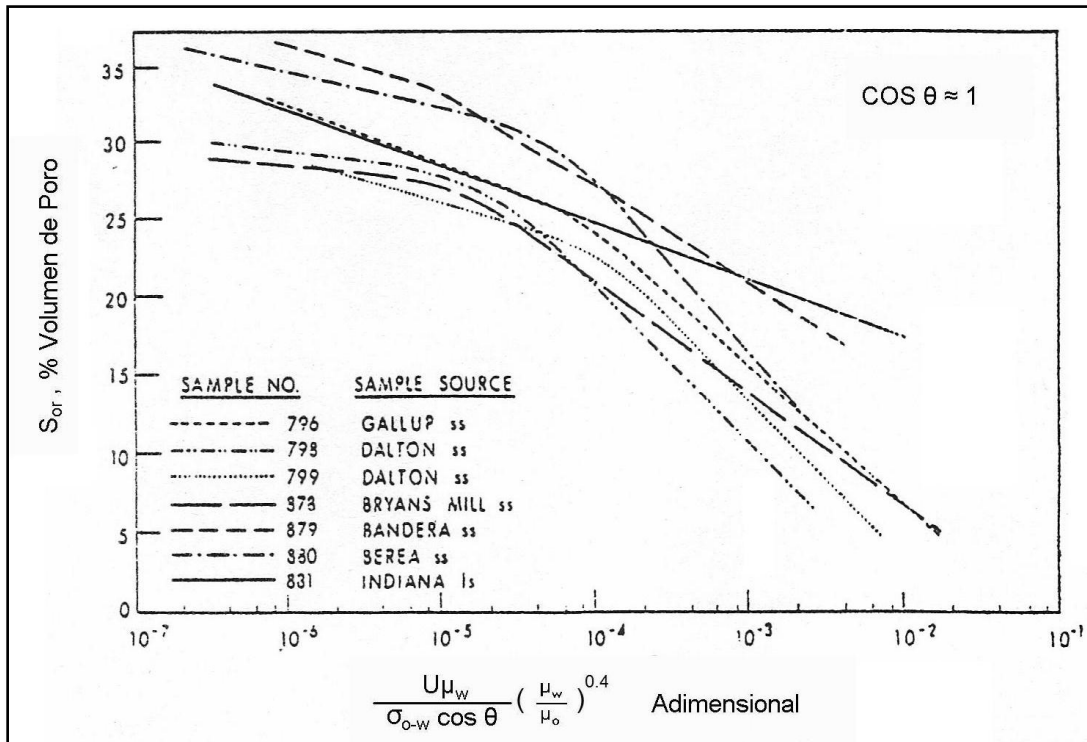


Figura 2.17 - Correlación del término  $N_{ca} \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right)^{0.4}$  con la saturación de aceite residual, en diferentes tipos de roca (Abrams<sup>15</sup>).

### 2.3.3 Efecto de la mojabilidad de la roca en el Entrampamiento.

La mojabilidad de sólidos afecta a la magnitud del entrampamiento, un primer ejemplo de esto es la asimetría de las curvas de permeabilidad relativa, la figura 2.18, muestra un ejemplo típico de curvas en un sistema fuertemente mojado por agua y otro fuertemente mojado por aceite. A una saturación de fluido dada, la permeabilidad a ese fluido será mayor si este es preferentemente la fase no mojanante, esto se puede observar, por ejemplo, si se comparan las permeabilidades relativas a una saturación de agua del 60% en las figuras 2.18a y 2.18b, el valor de la permeabilidad al agua es más grande cuando el agua es la fase no mojanante debido al acomodo de cada una de las fases en la estructura porosa, la fase no mojanante tiende a quedar atrapada como gotas aisladas cuando esta fase es desplazada por una fase mojanante. Estas gotas se aferran por las fuertes fuerzas de capilaridad que no pueden ser vencidas por las relativamente pequeñas fuerzas de viscosidad y la fase atrapada tiende a residir en los poros más grandes. La inyección con un incremento sucesivo en el número capilar, desplaza la fase atrapada, de los poros más pequeños hacia los poros más grandes sucesivamente.

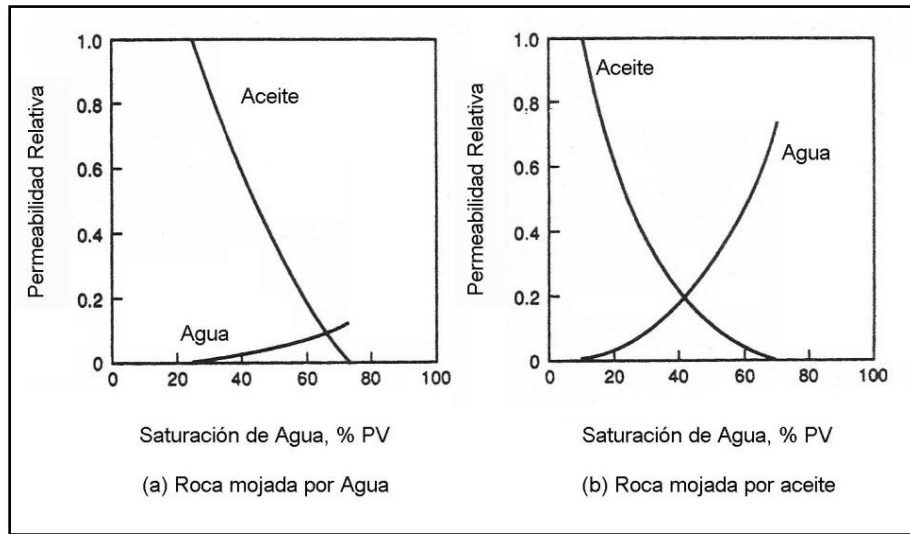


Figura 2.18 - Efecto de la Mojabilidad en las curvas de permeabilidad relativa: (a) características típicas de la permeabilidad relativa agua/aceite, en roca fuertemente mojada por agua, y (b) características típicas de la permeabilidad relativa agua/aceite, en roca fuertemente mojada por aceite.<sup>20</sup>

Cuando una fase mojante es atrapada, esta reside en los poros más pequeños y en las gargantas de poro interconectados por delgadas capas de fluido alrededor de los sólidos. Cuando una fase no mojante está siendo desplazada, ocurre el atrapamiento en forma de pequeñas gotas aisladas que se mueven a los poros más grandes. En sistemas lineales de inyección de agua, en donde se tiene aceite como fase mojante, se tiene una temprana ruptura del agua seguido de una producción continua de aceite por largos periodos de tiempo, esto es que el aceite y el agua fluyen conjuntamente en el medio poroso a través de grandes distancias, la saturación de la fase mojante se reduce lentamente a un punto en donde las fuerzas capilares dominan a las fuerzas de viscosidad y por lo tanto cesa el flujo.

## 2.4 Movilización de fases atrapadas – Alteración de la razón de viscosidad/fuerza de capilaridad.

### 2.4.1 Movilización vs Atrapamiento.

Los modelos y datos experimentales descritos anteriormente nos dan una descripción del fenómeno de atrapamiento y una mejor idea de la magnitud de las fuerzas involucradas en el atrapamiento de las fases en el medio poroso. Los experimentos descritos, los cuales fueron correlacionados con el número capilar, fueron para situaciones físicas en donde la fase desplazada se encontraba inicialmente a una saturación relativamente alta, y que al inicio estaba esencialmente en contacto continuo con todo el medio poroso. Tal condición existiría, por ejemplo, al inicio de un proceso típico de inyección de agua. Con lo que surge la pregunta, de que si dicha correlación del número capilar es aplicable para la movilización del aceite u otra fase una vez que esta haya sido atrapada. La respuesta es que el mismo tipo de correlación es aplicable; sin embargo para

sistemas fuertemente mojados por agua, las curvas que representan a los datos tomados bajo condiciones de entrapamiento, no necesariamente coincidirán con las curvas que representarían a los datos tomados bajo condiciones de movilización. La experiencia indica que una vez que la fase no mojante es entrapada, es un poco más difícil de movilizarla, hay histéresis en los procesos de entrapamiento/movilización.

Moore y Slodob<sup>14</sup>, presentaron datos que ilustran esta histéresis, condujeron numerosos experimentos en los cuales inicialmente, una fase continua no mojante era entrapada por una fase mojante desplazante. Estos datos (figura 2.14), muestran que la cantidad de la fase atrapada, depende de las condiciones existentes en la parte final del frente de inyección, es decir, en la interface entre las fases desplazada y desplazante; esto es, el entrapamiento depende de las condiciones en el punto específico de entrapamiento. En la tabla 2.2 se muestran los resultados obtenidos por Moore y Slobod.

TABLA 2.2 - EFECTO EN EL ACEITE RESIDUAL DEL CAMBIO DE CAPILARIDAD O DE LAS FUERZAS DE VISCOSIDAD EN EL FRENTE Y DETRÁS DEL FRENTE (MOORE Y SLOBOD<sup>14</sup>)

	Aceite Residual (%PV)		
	Torpedo	Elgin	Berea
Efecto de la velocidad			
2 ft/D en el frente	41.6	48.2	49.5
200 ft/D en el frente	33.8	32.3	38.5
2 ft/D en el frente seguido de 200 ft/D detrás del frente	38.1	44.5	42.6
Efecto de una razón favorable de viscosidad			
$\mu_o/\mu_w = 1.0$ en el frente de inyección	41.6	48.2	49.5
$\mu_o/\mu_w = 0.055$ en el frente de inyección	19.3	22.2	22.1
$\mu_o/\mu_w = 1.0$ en el frente de inyección seguido de 0.055 detrás del frente.	41.9	47.5	48.8
Efecto de la reducción de la IFT			
$\sigma = 30$ dinas/cm en el frente de inyección	41.6	48.2	49.5
$\sigma = 15$ dinas/cm en el frente de inyección	28.5	27.5	31.5
$\sigma = 30$ dinas/cm en el frente de inyección seguido de 1.5 dinas/cm detrás del frente	41.0	46.0	48.0

El efecto de la velocidad de inyección en el aceite residual para tres diferentes condiciones de inyección en tres núcleos diferentes, se muestra en los nueve resultados de la parte superior de la tabla. A una velocidad de inyección constante de 2.0 ft/D se obtuvieron saturaciones de aceite residual de 41.6%, 48.2% y 49.5% en los tres diferentes núcleos. Este aceite entrapado fue presumiblemente alojado en forma de gotas aisladas. Cuando las correspondientes inyecciones se condujeron con velocidades mayores como de 200 ft/D, la saturación de aceite residual se redujo significativamente, como se muestra en la tabla 2.2. Este resultado es de esperarse por la correlación del número capilar, si las fuerzas de viscosidad son incrementadas con un factor de 100. En el tercer grupo de experimentos, la velocidad inicial de inyección fue una vez más de 2.0 ft/D,

después que ocurrió el entrapamiento a una velocidad de inyección menor, se incremento la velocidad hasta 200 ft/D, como se puede ver las saturaciones residuales fueron un poco menores que las obtenidas con una velocidad de solo 2.0 ft/D, pero significativamente mayores que las obtenidas con una velocidad de 200 ft/D.

Los experimentos muestran que, una vez que el aceite ha sido entrapado, el proceso no es completamente reversible. En las dos velocidades usadas en los experimentos, la mayor velocidad movilizó algo del aceite entrapado durante la inyección previa a baja velocidad, pero la saturación residual final no fue tan baja, que la que hubiera existido, si la velocidad mayor hubiera existido en el punto de entrapamiento al tiempo del entrapamiento. Se obtuvieron resultados similares cuando se modifico la razón de viscosidades y cuando la se redujo la tensión interfacial (IFT) como se muestra en la tabla 2.2. Así que la movilización de una fase entrapada aparentemente no ocurre hasta que se tiene un valor más alto de  $N_{ca}$  que el valor que existiera cuando la fase inicialmente continua fue entrapada.

#### **2.4.2 Movilización por alteración de la razón de viscosidad / fuerza de capilaridad.**

La dificultad de mover el aceite entrapado, fue demostrada por una serie de experimentos elaborados por Taber<sup>16</sup>. En estos experimentos, el aceite a una saturación residual típica de una inyección con agua en núcleos de areniscas de Berea, fue desplazado por el incremento de la caída de presión en el desplazamiento o por reducción de la tensión interfacial (IFT). La secuencia de las operaciones fue la siguiente:

Paso 1.- Se saturo un núcleo con una solución de salmuera al 2.5%

Paso 2.- Se inyectó una fase aceite (Soltrol<sup>MR</sup>) al núcleo, hasta que ya no se pudiera desplazar más agua.

Paso 3.- Se inyectó agua lentamente al núcleo para crear una saturación residual, obteniendo saturaciones residuales de aceite después de la inyección de agua en un rango del 37% al 44%.

Paso 4.- El desplazamiento final del aceite residual se logro aumentando la velocidad de inyección (incrementando la caída de presión a través del núcleo) hasta que se observo salir aceite del núcleo. La caída de presión se mantuvo constante hasta que ceso la producción de aceite. En este punto, la caída de presión fue incrementada ligeramente de nuevo y permitió continuar con la producción de aceite. Este proceso fue repetido en varios pasos con pequeños incrementos de presión y la producción de aceite fue registrada en cada paso, para estos desplazamientos finales se utilizaron diferentes alcoholes y sistemas de surfactantes (así como agua), permitiendo que la IFT fuera modificada además de la caída de presión.

El resultado de este trabajo fue que no se produjo aceite residual de los núcleos, a no ser que un valor crítico “específico” de  $\frac{\Delta p}{L\sigma}$  fuera excedido. Este valor fue del orden de 6.0 (psi/ft)(dinas/cm) y fue considerado un valor mínimo para el parámetro indicado. Se requirió de un valor de 30.0 para una producción razonable de aceite residual de los núcleos. La magnitud del gradiente de presión requerida para movilizar el aceite residual está lejos de exceder los valores obtenibles en campo de caídas de presión y de espaciamiento de pozos bajo condiciones normales de inyección de agua. El trabajo de Taber para aplicaciones de campo, claramente muestra que si el aceite residual va a ser recuperado por un proceso que involucra un fluido desplazante, la IFT entre el aceite/agua debe de ser reducida significativamente para obtener una producción con gradientes de presión razonables.

**Ejemplo 2.5 – Cálculo de la tensión interfacial requerida para la movilización del aceite, experimentos de Taber.<sup>16</sup>**

Calcular la IFT requerida para un número de Taber,  $\frac{\Delta p}{L\sigma}$ , de 30.0 (psi/ft)(dinas/cm) en un yacimiento de arenisca, si el máximo gradiente de presión obtenible es de 0.5 psi/ft.

Solución:

$$\frac{\Delta p}{L\sigma} = 30.0(\text{psi/ft})(\text{dinas/cm})$$

$$\sigma = \frac{\Delta p}{L(30.0)} = \frac{0.5 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}}{30.0 \left(\frac{\text{psi}}{\text{ft}}\right) \left(\frac{\text{dinas}}{\text{cm}}\right)}$$

$$\sigma = 0.016 \text{ dinas/cm}$$

El valor de  $\sigma$  calculado en el ejemplo es tres órdenes de magnitud menor que el valor normal de IFT entre el aceite y el agua. Esto significa que los agentes reductores de la IFT entre el aceite/agua, los cuales eliminan la interface completamente, deben de ser usados para la recuperar el aceite residual. Las únicas alternativas serían, alterar la geometría y/o usar un espaciamiento entre pozos muy pequeño, lo cual es generalmente algo no práctico.

En la literatura se encuentran publicados varios resultados experimentales sobre la movilización y remoción de aceite residual, Stegemeier<sup>17</sup> sintetiza y analiza dichos resultados; el medio poroso usado incluye arenas no consolidadas, areniscas y partículas de teflón sinterizadas, el aceite y agua fueron los fluidos típicamente utilizados, pero en algunos casos, se añadieron alcoholes y surfactantes para reducir la IFT.

Los datos de saturación residual están correlacionados en función del número capilar  $N_{ca}^*$ , como se muestra en la figura 2.19,<sup>17</sup> el eje de las ordenadas es la fracción del aceite residual normal al final de la inyección de agua que permanece atrapado después de un desplazamiento a un determinado  $N_{ca}^*$ , los datos representan un conjunto de diferentes condiciones. La datos de Abrams,<sup>15</sup> Moore-Slobod,<sup>14</sup> y Wagner-Leach<sup>18</sup> muestran el atrapamiento de una fase inicialmente continua. Los otros datos son para situaciones físicas en donde una fase atrapada fue movilizada y desplazada hasta un determinado número capilar.

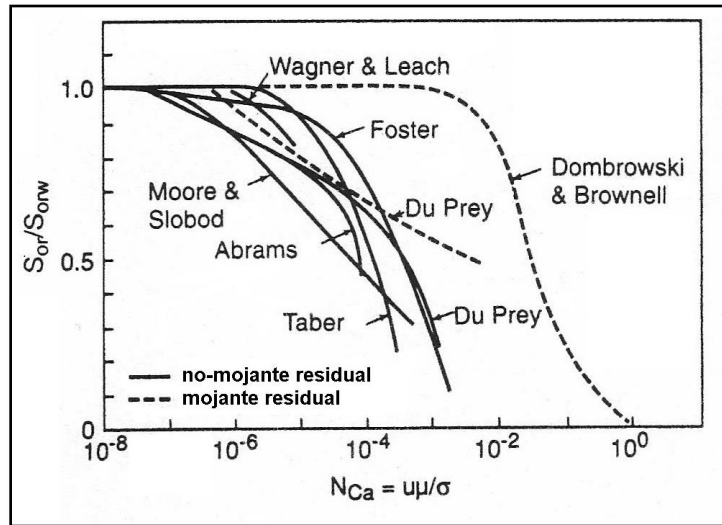


Figura 2.19 - Correlación de las recuperaciones de las fases residuales en función de  $N_{ca}$  (Stegemeier<sup>17</sup>).

De la correlación resaltan los siguientes puntos:

- 1.- El aceite que está inicialmente continuo, presenta un atrapamiento parcial de aceite a valores bajos de  $N_{ca}^*$ , que aquellos requeridos para movilizar el atrapamiento, aceite discontinuo. Por otro lado, a valores altos de  $N_{ca}^*$ , las curvas de atrapamiento y de movilización parecen ser indistinguibles.
- 2.- Las variaciones en las curvas, resultan del uso de diferentes medios porosos, sin embargo las tendencias generales de los datos son consistentes, haciendo que el  $N_{ca}^*$  sea un método muy útil para correlacionar los datos.
- 3.- La mojabilidad es muy importante, como se ilustra en los datos de Dombrowski y Brownell<sup>19</sup>, los cuales son para la movilización del aceite atrapado. Los datos y la correlación resultante, claramente muestran que la reducción de la saturación de aceite a un valor significativamente por debajo de la saturación residual normal después de la inyección de agua, de ser logrado por la alteración de la razón de fuerza de viscosidad/ fuerza de capilaridad, puede ser posible solo si se altera dicha razón en varios órdenes de magnitud. En la aplicación de la inyección de agua, generalmente no será posible incrementar la velocidad de flujo

lo suficiente para recuperar aceite adicional. Del mismo modo, el uso de polímeros o de algún otro químico que mejore la viscosidad, no pueden ser usados para incrementar las fuerzas de viscosidad a un nivel deseado en aplicaciones de campo. En ambos casos la caída de presión permisible a través del yacimiento entre los pozos productores e inyectores, es el factor limitante. Mientras que ambas acciones - incremento de la velocidad de flujo y/o el incremento de la viscosidad - pueden mejorar la recuperación en una pequeña porción, la magnitud de los incrementos necesarios para cumplir el objetivo en aplicaciones prácticas, limita significativamente el uso de estas técnicas.

La única alternativa práctica para mejorar de manera significativa la eficiencia de desplazamiento a nivel microscópico, más que el uso de inyección de agua, es usando fluidos miscibles o logrando una gran reducción de la IFT entre la fase desplazante y la fase atrapada o aceite movilizado. Lo que se requiere es un fluido miscible que “elimine la IFT por completo” o tener una IFT ultra baja con la fase aceite. Este fluido entonces podrá movilizar al aceite atrapado y, una vez movilizado el aceite, este podrá ser desplazado hacia los pozos productores con una eficiencia de desplazamiento microscópica cercana a la unidad. Es claro que la miscibilidad o la baja IFT, deben mantenerse a través de todos los procesos. Por otra parte, el aceite que ha sido movilizado en una parte del yacimiento, puede quedar atrapado en otra parte en donde la eficiencia de desplazamiento se deteriore, esto es importante, ya que los químicos como los surfactantes que reducen la IFT, pueden ser removidos de un frente de desplazamiento por la adsorción en la roca, dividiéndose en fases atrapadas y en dilución mediante el mezclado.

### **2.4.3 Movilización de Aceite Residual – Formación de un banco de aceite.**

El papel de las fuerzas de viscosidad y de capilaridad fue descrito cuando están involucradas en (1) el atrapamiento de una fase aceite que inicialmente estaba conectada y fluyendo, y (2) en la movilización de las gotas de aceite que inicialmente estaban atrapadas. Ambos procesos, atrapamiento y movilización, podrían ocurrir en un proceso EOR. Si el yacimiento de aceite está a una saturación relativamente alta al principio de un proceso EOR, entonces el desplazamiento debe ser eficiente para minimizar el atrapamiento del aceite fluyendo. Alternativamente, en procesos una saturación de aceite al inicio, igual o cercana a la residual, el desplazamiento debe primero movilizar el aceite residual para formar un banco de aceite fluyente, para que después pueda ser desplazado eficientemente.

La figura 2.20 ilustra la creación y desplazamiento de un banco de aceite en un yacimiento en donde inicialmente se tiene una saturación de aceite igual a la residual. En este ejemplo, el fluido inyectado para el proceso EOR, tiene una IFT relativamente baja, tanto para el aceite como para el agua, a si que ambos fluidos son desplazados eficientemente.

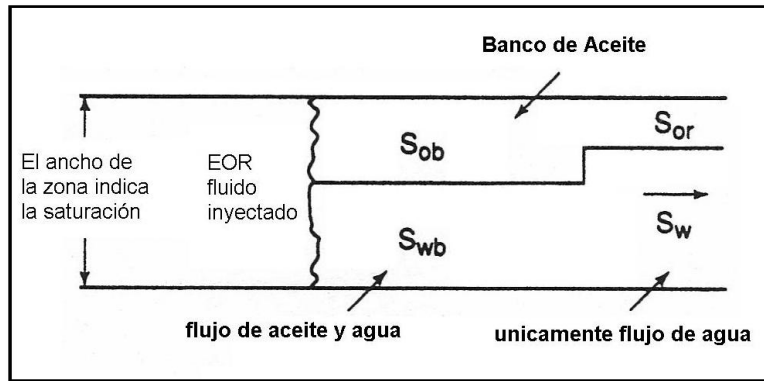


Figura 2.20 - Desarrollo de un banco de aceite en un proceso EOR, inicialmente a una saturación de aceite igual a la residual.

Al inicio de dicho proceso, las gotas de aceite atrapadas son movilizadas y conectadas con otras gotas. Se forma entonces un banco de aceite estabilizado con una saturación relativamente constante de aceite, este fluye delante del frente del fluido inyectado, como se ilustra en la figura 2.20 las saturaciones de las diferentes fases en función de la posición a un tiempo fijo arbitrario.

Existe el flujo de dos fases en la zona del banco de aceite estabilizado, delante del fluido inyectado para del proceso EOR. Este banco de aceite incrementa en volumen, es decir, la longitud se incrementa en tanto el proceso se lleve a cabo. En la parte frontal del banco, el aceite es movilizadado y solubilizado dentro del banco. Así que, una vez que el banco ha sido consolidado como tal, este entonces este se convierte en el fluido movilizadado. Cabe destacar que no se tendrá producción de aceite, hasta que el banco de aceite llegue al punto de la zona de producción.

En la parte posterior del banco de aceite, los fluidos son desplazados eficientemente por el fluido inyectado en tanto se mantenga un número capilar relativamente grande. Si los números capilares  $N_{ca}$ , entre el fluido inyectado y el agua y aceite son grandes, no ocurrirá un atrapamiento significativo de cada fase.

Así que al inicio de un proceso de desplazamiento que involucre aceite residual, el fluido inyectado debe de movilizar el aceite que estaba atrapado e inmóvil; es decir, se debe de formar un banco de aceite. Una vez que se forma este banco, aceite adicional será movilizadado en el frente del banco. El fluido inyectado, ahora deberá desplazar una fase aceite que es continua; es decir, el fluido inyectado debe prevenir en atrapamiento de una fase continua fluyente.

Las correlaciones del número capilar, indican que hay una diferencia entre los comportamientos de movilización y de atrapamiento, a condiciones de saturaciones residuales de aceites relativamente grandes, no muy diferentes de las saturaciones obtenidas en los procesos de inyección de agua. Sin embargo, a menores saturaciones residuales finales, los dos fenómenos al parecer son gobernados por los valores de número capilar  $N_{ca}^*$  que son equiparables. La



consecuencia para el proceso de diseño, es que no es generalmente necesario considerar un valor del  $N_{ca}^*$  para la movilización y otro para el entrapamiento.

La construcción y desarrollo de un banco de aceite está regido por la eficiencia de desplazamiento, el comportamiento de fase, el balance de materia en el sistema, y las relaciones directas con la movilidad relativa.

## 2.5 Movilización de la fase atrapada – Comportamiento de fase.

La movilización del aceite atrapado y desplazamiento del aceite pueden ser logrados por el uso de interacciones favorables del comportamiento de fase entre el aceite y un fluido desplazante. Las interacciones del comportamiento de fase, por ejemplo, puede resultar en la solubilización de un fluido en el aceite, lo que haría que el volumen de aceite aumentara. Estimaciones de las permeabilidades relativas conducen a una mejor recuperación de aceite. Por otro lado, la extracción de componentes de la fase aceite en una fase desplazante puede resultar en componentes del aceite siendo transportados a través de una roca. Y, la alteración de la composición a través de repetidos contactos entre los fluidos inyectados y el aceite original del yacimiento, puede crear miscibilidad entre las fases desplazantes y desplazada con la alta eficiencia de desplazamiento presente.

### 2.5.1 Diagrama Ternario.

La descripción de los procesos de desplazamiento que involucran un equilibrio líquido-líquido o líquido-vapor, se simplifica mediante el uso de diagramas ternarios para describir el comportamiento de fase. Los diagramas ternarios o triangulares, pueden ser usados para graficar el comportamiento de fase de sistemas de tres componentes. En algunos casos, en donde se tengan sistemas de más de tres componentes, ciertos componentes pueden ser agrupados para formar pseudocomponentes, un ejemplo común es la descomposición del aceite crudo en componentes de  $CH_4$ ,  $C_2 - C_6$  y componentes de  $C_{7+}$ . El comportamiento de fase en un diagrama ternario se grafica a una presión y temperatura fija.

En la figura 2.21 se muestra un diagrama ternario para los componentes hipotéticos A, B y C, las composiciones están en porcentaje en peso. Si los tres componentes fueran miscibles, entonces no aparecería la región multifásica en el diagrama. Los vértices representan a los componentes puros, y los lados del triángulo equilátero están graduados para representar las composiciones binarias de las tres posibles parejas. Los sistemas que contienen a los tres componentes, son representados por puntos en el interior del triángulo. En el diagrama se pueden usar tanto el porcentaje en peso, mol o de volumen, este último solo debe usarse si no existen cambios significativos del volumen en el mezclado.

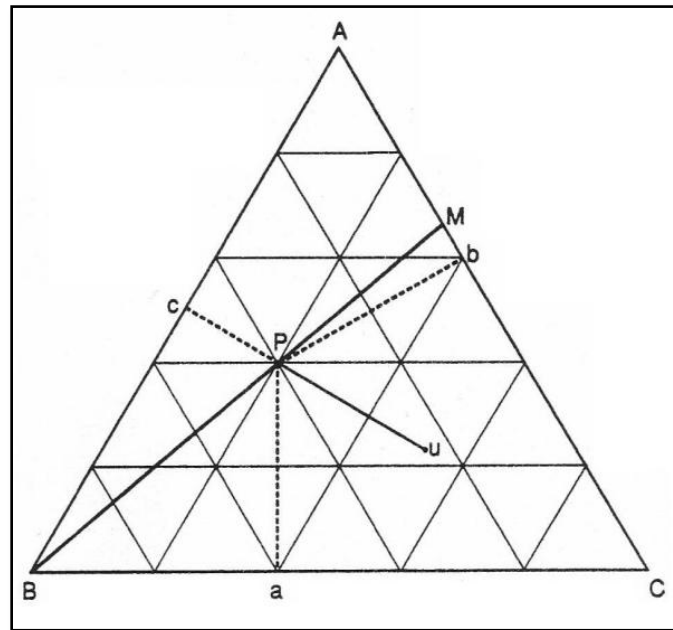


Figura 2.21 - Diagrama ternario de fase para un sistema con componentes A, B y C los cuales son miscibles en todas proporciones.<sup>20</sup>

Como un ejemplo de la representación de las concentraciones, el punto M en el segmento AC, en la figura 2.21, representa a una composición del 67.5% del componente A y del 32.5% del componente C. Esto puede ser determinado por la medida de la longitud del segmento AC; el punto M es el 67.5% de la distancia del punto C al punto A. Alternativamente, la distancia puede ser medida a lo largo de una línea perpendicular desde la base hasta el vértice A, la altura del triángulo representa el 100% de un solo componente, así que el punto M es el 67.5% de la distancia desde la base al vértice A.

El punto P en el interior del triángulo, consiste de una mezcla del 40% del componente A, 40% del componente B, y de un 20% del componente C. El punto P se localiza de tal manera que el peso del componente A es al peso del componente B y es al peso del componente C como una proporción aritmética de las distancias perpendiculares  $P_a$  es a  $P_b$  es a  $P_c$  a desde el punto P hacia los respectivos lados. La fracción peso del componente C esta dado por la razón del segmento  $P_c$  y la altura del triángulo. La suma de los segmentos  $\overline{Pa}$ ,  $\overline{Pb}$  y  $\overline{Pc}$  es igual a la altura del triángulo.

Una propiedad importante de los diagramas ternarios, es que las mezclas de diferentes componentes pueden ser fácilmente representados. Por ejemplo, todas las mezclas de componentes A y C se localizan a lo largo del segmento  $\overline{AC}$ . Recordando, el Punto M es una mezcla de 67.5% del componente A y 32.5% del componente C. Asimismo todas las mezclas ternarias de una Mezcla Binaria M con un componente B se localizan a lo largo del segmento  $\overline{BM}$ . El punto P representa una mezcla del 60% de Mezcla A y 40% de un componente B.

La distancia  $MP$  es a la distancia  $MB$  como la cantidad del componente B lo es al total del peso de la mezcla. Inversamente, la longitud  $\overline{PB}$  es a la longitud  $\overline{MB}$  como la cantidad de la Mezcla M lo es a la cantidad total de la mezcla. En forma de ecuación:

$$\overline{MP} / \overline{MB} = \text{cantidad de B} / \text{cantidad total de la mezcla}, \dots \dots \dots (2.24)$$

Estas mismas reglas de mezclado aplican para la combinación de cualquiera de las dos mezclas representadas en el diagrama ternario. Todas las mezclas del componente P con cualquier otro sistema definido por el Punto U se trazarían a lo largo de la línea  $\overline{PU}$ .

Las relaciones de fase también pueden ser representadas sobre un diagrama de fase triangular, como se muestra en la Fig. 2.22.

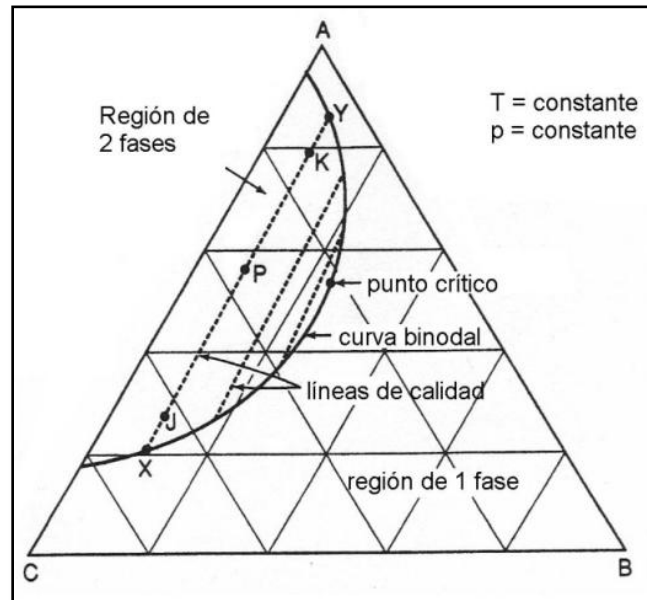


Figura 2.22 - Diagrama ternario de fase para un sistema con componentes A, B y C los cuales tienen solubilidad limitada.<sup>20</sup>

El diagrama muestra las condiciones de fase en el equilibrio (a temperatura y presión constantes) para un sistema que en consistentes hipotéticos A, B, y C, las composiciones se presentan en porcentaje mol. El diagrama es típico de sistemas de hidrocarburos en los cuales existe equilibrio vapor/líquido existe sobre regiones del dominio de concentración. Todas las concentraciones representadas por los puntos que se encuentran dentro de la región de fase se separarían en dos fases, mientras que los sistemas con concentraciones que están fuera de la región de fase dos existirían como una sola fase. La curva que define este límite, de la región de dos fases, es llamada curva binodal.

Considere un sistema de composición P que se encuentra dentro de la región de dos fases, si el sistema fuera un sistema típico de hidrocarburo, entonces se

separaría en una fase vapor, denotada por la letra Y, y en una fase líquida, denotada por la letra X. Las cantidades relativas de las dos fases se pueden calcular usando la distancia  $\overline{YP}$  es a la distancia  $\overline{YX}$ , como la cantidad de líquido es a la cantidad total de materia. De manera similar  $\overline{PX}$  es a  $\overline{YX}$  como la cantidad de vapor es al total.

Las líneas que conectan las concentraciones en equilibrio tales como X y Y, son llamadas líneas de enlace, de hecho existen un número infinito de estas, pero, para uso práctico se grafican algunas líneas y por interpolación se pueden obtener las concentraciones que se ubiquen entre estas líneas de enlace. Los extremos de las líneas de enlace convergen en un punto en la envolvente de dos fases, llamado punto crítico; este punto de convergencia es aquel en donde las propiedades de fase son indiferenciables. La IFT entre las fases se aproxima a cero en la vecindad del punto crítico.

Como se ha indicado, las mezclas que caen entre la región de dos fases se encuentran en equilibrio termodinámico, si se aplica la regla de fase a un sistema ternario de dos fases en equilibrio a una presión y temperatura dada, el número de variables independientes adicionales para definir el sistema, es de uno. Por ejemplo, si se fija en la región de dos fases, la concentración de solo uno de los componentes en cualquiera de las fases, el sistema está definido. En la región de una fase, la composición de los dos de los componentes debe estar definida para el mismo propósito. A lo largo de cualquier línea de equilibrio, las composiciones de la fase líquida y gaseosa en equilibrio permanecen invariantes, la proporción de la cantidad de la fase gaseosa a la cantidad de la fase líquida no varía. Por ejemplo, las fases líquido y vapor en el punto K, tienen la misma composición que en el punto J, mientras que la fracción mol de líquido es del 90% en el punto J y del 10% en el punto K.

Las líneas de enlace en un sistema dado, de ninguna manera son paralelas y pueden inclinarse de un lado a otro en tanto la cantidad de algún componente en la mezcla decrezca o se incremente. El punto de convergencia (crítico) no necesariamente se encuentra justo a la mitad de la curva binodal, pero frecuentemente se ubica ya sea hacia un lado de este o hacia el lado opuesto sobre la curva. El punto crítico para sistemas de hidrocarburos líquido/vapor, es aquel en donde convergen las curvas de punto de burbuja y de rocío.

Los fluidos en los yacimientos son mezclas complejas de hidrocarburos de componentes que van desde el metano hasta el  $C_{40+}$ . En los procesos de desplazamiento miscible, un fluido inyectado que es o que eventualmente se vuelve miscible con los fluidos del yacimiento, provoca la alteración química de la composición total del sistema y consecuentemente de las propiedades termodinámicas. El análisis termodinámico de cada proceso solo es posible si se conocen todos los constituyentes químicos así como sus respectivas composiciones y además si están disponibles sus propiedades termodinámicas. En la práctica no se dan dichas condiciones, la experiencia ha mostrado que los sistemas complejos de hidrocarburos pueden ser representados con grupos de

hidrocarburos que preservan la mayoría de las propiedades importantes del sistema. Una representación típica del proceso, es un diagrama pseudoternario con  $C_1$ ,  $C_2 - C_6$  y  $C_{7+}$ , como pseudocomponentes, como se muestra en la figura 2.23, la presión y la temperatura son constantes. Las concentraciones de dos componentes son suficientes para definir cualquier punto en el diagrama, la curva de vapor saturado está definida por VO y el límite LO es la curva de líquido saturado. Una suposición importante en el uso de pseudocomponentes y de un diagrama pseudoternario, es que la composición de un pseudocomponente no cambia en las diferentes fases, por ejemplo, las composiciones relativas de componentes que constituyen al pseudocomponente del  $C_{7+}$ , deben de ser aproximadamente las mismas en la fase líquida como en la fase de equilibrio del vapor, si esto no se hace, entonces el uso de diagramas pseudoternarios puede ocasionar errores serios en los cálculos de las composiciones y cantidades de las fase. El aceite representado por el punto E, en la figura 2.23, contiene en su mayor parte un gran número de componentes pesados, sería de un grado API relativamente bajo, por otro lado un aceite con una composición representada por el punto B sería volátil, con un grado API alto.

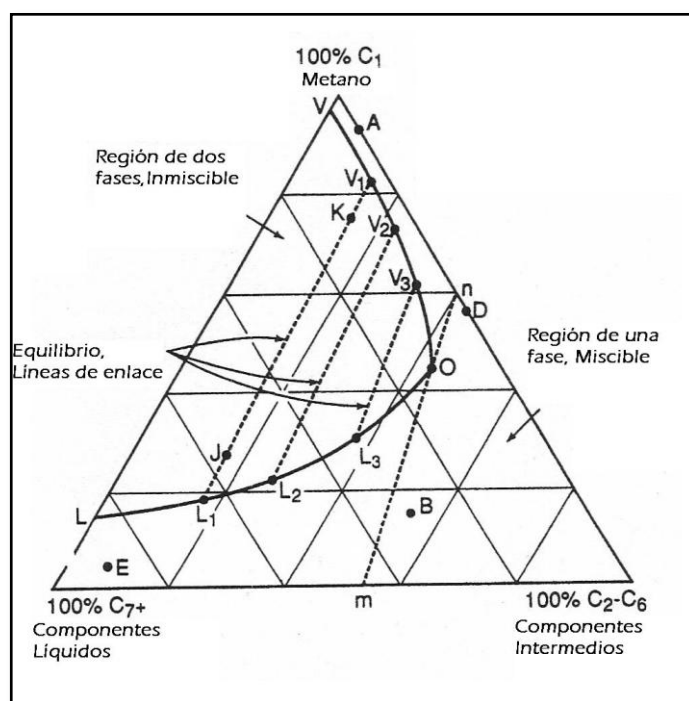


Figura 2.23 - Diagrama Pseudoternario.<sup>20</sup>

## Capítulo 3

### DESPLAZAMIENTO DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO A NIVEL MACROSCÓPICO.

#### 3.1 Heterogeneidad del Yacimiento.

Como resultado de la reorganización física y química, tal como la compactación, solución, dolomitización, y la cementación; las características del yacimiento cambian con el tiempo. Por lo tanto, la heterogeneidad de los yacimientos, en la mayoría de los casos, depende del ambiente de depósito y de los eventos subsecuentes, tales como la naturaleza de las partículas.

Posiblemente, la principal razón por la cual fallan muchos proyectos de inyección de fluidos es el desconocimiento de las heterogeneidades más comunes que se encuentran en los yacimientos:

- Variación areal y vertical de la permeabilidad
- Lenticularidad de las arenas
- Fracturas naturales e inducidas
- Permeabilidad direccional
- Falta de comunicación entre los pozos de inyección y producción

Cuando el yacimiento es muy heterogéneo es preferible no someterlo a procesos de desplazamiento pozo a pozo, pero sí realizar estimulación de los pozos productores. Si la heterogeneidad es limitada, se puede intentar la inyección selectiva en las arenas más continuas y de mejor desarrollo, y perforar pozos interespaciados.

#### 3.1.1 Tipos de heterogeneidad en el yacimiento.

Como se ha visto, son varios los aspectos relacionados a la heterogeneidad de un yacimiento, serán divididos en tres categorías principales: variación areal, variación vertical, y fracturas a escala de yacimiento.

#### 3.1.2 Variación de la permeabilidad con respecto al área.

El primer intento de cuantificar las distribuciones de la permeabilidad con respecto al área de las diferencias observadas en el histórico de producción del pozo fue en 1961. Arnold et al. y Greenkorn et al., dedicaron su atención a los efectos de la permeabilidad direccional – es decir, la anisotropía de la permeabilidad. Utilizando tanto datos de presión de pozos circunvecinos como la permeabilidad en núcleos,



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

sus fueron probadas para determinar la dirección y grado de permeabilidad direccional.<sup>21</sup>

Groult et al., propuso técnicas para describir las no homogeneidades tanto laterales como verticales de observaciones el afloramiento de la formación y por técnicas de registros de datos de producción. Quizá la aproximación más simple propuesta hasta la fecha es la descrita por Johnson et al. y llamada “pulse testing”. En este procedimiento, una serie de cambios en los gastos o pulsos, son realizados en un pozo, con la respuesta siendo medida en los pozos adyacentes por un medidor de diferencial de presión con una sensibilidad de alrededor de 0.001 psi.<sup>21</sup> En resumen, el método puede ser utilizado cualitativamente para medir la conexión a través de las fallas y entre las zonas tales como la dirección y la magnitud de la dirección de la fractura.

Una variedad de técnicas pasajeras han sido propuestas para dar una medición de (1) la distancia hacia una falla u otra barrera impermeable, (2) variaciones en la permeabilidad lateral, y (3) la presencia, dirección y magnitud de los sistemas de fracturas naturales.

### **3.1.3 Estratificación vertical - permeabilidad.**

Hutchinson presentó una excelente discusión sobre las no uniformidades del yacimiento. Lo interesante del concepto de yacimiento estratificado es por dos aspectos: - es fácilmente visualizado y su tratamiento de ingeniería de yacimientos es relativamente simple, al irse modelando por estratos.<sup>21</sup>

En 1963, se demostró que el concepto de flujo en capas en paralelo puede ser utilizado para comparar el comportamiento “histórico” de dos proyectos cíclicos de condensado de gas y un proyecto de empuje de gas enriquecido. Bennion, Griffiths y Testerman<sup>21</sup>, discutieron el concepto de estratificación del yacimiento y desarrollaron técnicas para determinar la mejor descripción las propiedades de estratificación.

Varios autores han propuesto que los afloramientos de la formación sean examinados para obtener información del grado de estratificación, la extensión lateral de las discontinuidades en las lutitas y la continuidad de las zonas de permeabilidad específica.

### **3.1.4 Fracturas a escala de yacimiento y permeabilidad direccional.**

Las fracturas en el yacimiento o planos de fractura cerrada, no son poco frecuentes en los yacimientos de aceite. Varios autores se dieron a la tarea de deducir la orientación de estas fracturas a partir del análisis transitorio de la presión. Los ingenieros de yacimientos reconocieron que las fracturas de este tipo tendrían un efecto de gran impacto al frustrar cualquier inyección de agua. El ingeniero debe también estar consciente de que los yacimientos que tienen una pequeña indicación de fracturas durante la declinación primaria, pueden tener fracturas incipientes o “planos de poca fuerza” que se manifiestan en sí mismos



cuando se aplica presión por inyección del agua. La preponderancia de la evidencia muestra que estas fracturas no son horizontales, pero generalmente tiene una orientación cercana a la vertical, por lo tanto pueden presentar interacciones altamente direccionales para el agua inyectada para desviar el aceite en gran parte de la roca matriz.

A pesar de que la permeabilidad direccional ha sido discutida por muchos años, su efecto es en general más pequeño en comparación con el de las variaciones regionales en la permeabilidad, o “tendencias de la permeabilidad”. El efecto de la permeabilidad direccional puede despreciarse frecuentemente para propósitos prácticos.

### **3.2 Descripción cuantitativa de la estratificación de la permeabilidad.**

#### **3.2.1 Factor de conformación.**

Presentado por Patton en 1947, este representa la porción del yacimiento contactado por el fluido inyectado y, así pues, combina los efectos de barrido areal y vertical. El término aun tiene utilidad, cuando los ingenieros lo utilizan cualitativamente para describir a los yacimientos como de “alta conformación” o “baja conformación” y de esta manera indican el grado de variaciones de permeabilidad areal y vertical.<sup>21</sup>

#### **3.2.2 Aproximación posicional.**

En 1947, Miller y Lents presentaron un método de utilizar permeabilidades de núcleos para determinar las propiedades de los estratos. Esta aproximación fue denominada “aproximación posicional”. Datos de núcleos de cada pozo del proyecto cíclico del campo Cotton Valley en el yacimiento Bodcaw fueron graficados en función del porcentaje del espesor de arena, y las permeabilidades fueron promediadas de cada porcentaje de espesor de arena. Este método es equivalente a dividir cada uno de los análisis de los núcleos en un número específico de segmentos verticales y determinar para cada segmento en todos los pozos la permeabilidad promedio y el espesor.

Miller y Lents reportaron que el comportamiento cíclico del gas del yacimiento Bodcaw coincide estrechamente con el calculado utilizando esta técnica. Elkins y Skov, también reportaron éxitos utilizando esta aproximación comparando el comportamiento de varios proyectos de inyección.<sup>21</sup>

### 3.2.3 Coeficiente de variación de la permeabilidad.

Law mostró que la permeabilidad de la roca normalmente tiene una distribución normal larga. Esto significa que al graficar el número de muestras en cualquier rango de permeabilidad, contra los valores de permeabilidad registradas producen una curva en forma de campana.

En el primer uso de datos de análisis de núcleos para medir el efecto de la estratificación de la permeabilidad en la predicción de inyección de agua, Dykstra y Parsons hicieron uso de la comúnmente utilizada distribución normal de la permeabilidad de la roca del yacimiento. El término “coeficiente de la variación de la permeabilidad” es frecuentemente reducido a “variación de la permeabilidad”.

### 3.2.4 Coeficiente de Lorenz.

En 1950, Schmalz y Rahme propusieron un término simple para caracterizar la distribución de la permeabilidad dentro de una sección del volumen del yacimiento, el cual llamaron Coeficiente de Lorenz. El valor de este coeficiente va de 0 a 1, donde un yacimiento con permeabilidad uniforme tiene un coeficiente de Lorenz de cero.

El coeficiente de Lorenz no es la única medida de la no uniformidad del yacimiento.<sup>21</sup> Diversas distribuciones de permeabilidad pueden producir el mismo valor de coeficiente de Lorenz.

### 3.2.5 Técnica estadística de zonación del yacimiento.

En 1962, Testerman presentó la mejor técnica estadística disponible para determinar las propiedades de los estratos. La técnica utiliza un conjunto de datos de permeabilidad de un sólo pozo que muestra la permeabilidad a varias elevaciones. Este conjunto es dividido en zonas de tal manera que la variación en la permeabilidad dentro de cualquier zona es minimizada y el contraste entre las zonas es maximizado. Criterios estadísticos son utilizados para determinar si los datos podrán ser divididos en zonas adicionales. Estas zonas son entonces trazadas de pozo a pozo para obtener una descripción de las capas del yacimiento.<sup>21</sup> Esta técnica tiene la ventaja de proveer una especificación ecuánime del número y locación de las capas del yacimiento, pero esto requiere acceso a computadora y al modelo.

### 3.2.6 Zonación geológica.

Las técnicas discutidas anteriormente no involucran otras propiedades de la roca más que la permeabilidad. El mejor método para caracterizar la estratificación de la permeabilidad de un yacimiento debe incluir también cualquier información geológica disponible.





$$E_V = \frac{1 - \left(1 - \frac{N_p}{N}\right)^{B_o}}{1 - \frac{S_{orw}}{S_{oi}}}, \dots \dots \dots (3.5)$$

En donde  $N_p$  = el aceite total producido por la recuperación primaria mas la producida por la inyección de agua,  $N$  = volumen original OIP,  $S_{oi}$  = saturación de aceite inicial,  $S_{orw}$  = saturación de aceite residual en el sistema barrido al final de la inyección de agua,  $B_{oi}$  = factor de volumen del aceite inicial, y  $B_o$  = factor de volumen del aceite a las condiciones de la inyección de agua.

El rango de las eficiencias volumétricas de barrido de los procesos de inyección de agua, va desde pequeños porcentajes hasta casi el 100%. Por las suposiciones hechas en la ecuación 3.4 y 3.5, este no puede ser determinado, si la sección vertical o transversal del yacimiento ha sido barrida dejando algunos bordes o zonas no barridas, o si una o más de las zonas verticales han sido fuertemente barridas mientras que otras recibieron poco del fluido inyectado.

### 3.4 Eficiencia de Desplazamiento Volumétrico, como el producto de la eficiencia de desplazamiento areal y vertical.

La eficiencia de desplazamiento puede considerarse conceptualmente como el producto de las eficiencias de barrido areal y vertical. Considere un yacimiento con porosidad uniforme, con espesor, y con una saturación de hidrocarburos, pero que consiste de varios estratos. Para un proceso de desplazamiento en el yacimiento,  $E_V$  puede ser expresada como:

$$E_V = E_A * E_I, \dots \dots \dots (3.6)$$

En donde  $E_A$  = eficiencia de barrido (desplazamiento) areal en un modelo idealizado de un yacimiento, área barrida entre el área total del yacimiento,  $E_I$  = eficiencia de barrido (desplazamiento) vertical, espacio poroso invadido por el fluido inyectado dividido entre el espacio poroso detrás del frente de inyección. Todas las eficiencias se expresan en fracciones.  $E_I$  es la eficiencia de barrido volumétrica de la región confinada a la región en donde se tiene la eficiencia de barrido areal más grande en el sistema.

En un yacimiento real, en donde varían arealmente las porosidades, espesores y saturaciones de hidrocarburos,  $E_A$  se sustituye por una eficiencia de barrido corregida,  $E_p$ :

$$E_V = E_p * E_I, \dots \dots \dots (3.7)$$

En donde  $E_p$  = eficiencia de barrido (desplazamiento) corregida, es el espacio poroso con hidrocarburo en la vecindad justo detrás del frente de inyección, dividido entre el espacio poroso total con hidrocarburos en el modelo o yacimiento. En esencia,  $E_p$  es una eficiencia de barrido areal que ha sido corregida por las



volumen establecido de fluido inyectado. Además afecta la estabilidad del proceso de desplazamiento, con el flujo se vuelve inestable (frente de desplazamiento no uniforme) cuando  $M > 1.0$ ; este flujo inestable provoca el efecto de “digitación” por viscosidad. Debido a que un valor de  $M$  cercano a la unidad es tan significativo, que un valor  $>1.0$  se relaciona como una razón de movilidad no favorable, por el contrario un valor  $<1.0$  es una razón de movilidad favorable.

$M$ , puede ser definida de distintas formas, dependiendo de las condiciones de flujo en un proceso específico. Por ejemplo, cuando un solvente está desplazando un segundo solvente el cual es completamente miscible con el primero y solo una fase está fluyendo,

$$M = \frac{\mu_d}{\mu_D}, \dots \dots \dots (3.12)$$

La ecuación 3.12 es válida ya que la permeabilidad a cada solvente es la permeabilidad absoluta del medio poroso.

Para un proceso de inyección de agua tipo pistón, en donde solo fluye agua detrás del frente de inyección y solo fluye aceite delante de este frente,

$$M = \left( \frac{k_{rw}}{\mu_w} \right)_{S_{or}} \left( \frac{\mu_o}{k_{ro}} \right)_{S_{iw}}, \dots \dots \dots (3.13)$$

Las permeabilidades relativas,  $k_{rw}$  y  $k_{ro}$  están medidas a la saturación residual del aceite (ROS) y a la del agua intersticial respectivamente, debido a la suposición que se hizo de un desplazamiento de tipo pistón.

Generalmente, dos (o más) fases, fluyen tanto delante como detrás de un frente de desplazamiento, en este caso, las saturaciones de las fases pueden cambiar con la posición y con el tiempo. Craig<sup>21</sup> definió una razón de movilidad para la inyección de agua (o cualquier proceso de desplazamiento inmisible), como:

$$M_{\bar{S}} = \left( \frac{k_{rD}}{\mu_D} \right)_{\bar{S}_D} \left( \frac{\mu_d}{k_{rd}} \right)_{\bar{S}_d}, \dots \dots \dots (3.14)$$

o

$$M_{\bar{S}} = \frac{(\lambda_D)_{\bar{S}_D}}{(\lambda_d)_{\bar{S}_d}}, \dots \dots \dots (3.15)$$

En donde  $(\lambda_D)_{\bar{S}_D}$  = movilidad de la fase desplazante medida a la saturación promedio de la fase desplazante a la ruptura de la fase, y  $(\lambda_d)_{\bar{S}_d}$  = movilidad de la fase desplazada medida a la saturación promedio delante del frente de desplazamiento.

Otra definición de la razón de movilidad está basada en la movilidad total,  $\lambda_t$ , delante y detrás del frente de desplazamiento.

$$M_t = \frac{(\lambda_{tD})_{\bar{s}_D}}{(\lambda_{td})_{\bar{s}_d}}, \dots \dots \dots (3.16)$$

En donde  $M_t$ , es la razón de movilidad basada en las movilidades totales, las cuales están dadas por:

$$(\lambda_{tD})_{\bar{s}_D} = \sum_i \left( \frac{k_i}{\mu_i} \right)_D, \dots \dots \dots (3.17)$$

Esto es,  $(\lambda_{tD})_{\bar{s}_D}$  es la suma de las movilidades de todas las fases fluyendo detrás del frente de desplazamiento medido a la saturación promedio detrás del frente. Una definición análoga aplica para  $(\lambda_{td})_{\bar{s}_d}$ , Stalkup<sup>22</sup> recomendó esta definición para caracterizar la razón de movilidad entre un banco de aceite y el solvente que desplaza al banco de aceite cuando el agua móvil está presente en cada región.

Stalkup además puntualizó que en varios procesos de recuperación de aceite habrá más de un frente de desplazamiento. Por ejemplo, muchos procesos EOR involucran la inyección de múltiples baches de diferentes fluidos. El comportamiento de flujo de cualquier frente de desplazamiento específico, es afectado no solo por las movilidades de los fluidos inmediatamente delante y detrás del frente de desplazamiento, sino además es afectado por las movilidades de los fluidos en las regiones circundantes de otros frentes.

Para este caso más general, no existe una razón de movilidad definida que permita predecir cada parámetro necesario como la eficiencia de barrido.

### 3.6 Eficiencia del desplazamiento Areal.

Como se discutió anteriormente, el hecho de expresar a la eficiencia de desplazamiento como el producto de las eficiencias de barrido areal y vertical resulta ser útil debido a que permite aplicarse a correlaciones que están basadas en estudios independientes de diferentes eficiencias.

Sin embargo esta es una aproximación ya que el barrido areal no es independiente del todo del barrido vertical y viceversa. Sin embargo se han desarrollado numerosos estudios del barrido areal basados en modelos físicos, en donde  $E_A$  esta en función de varios parámetros para un yacimiento idealizado u homogéneo. Para un yacimiento real,  $E_A$  debe ser remplazado por  $E_p$ .

#### 3.6.1 Parámetros que afectan a la eficiencia de desplazamiento areal.

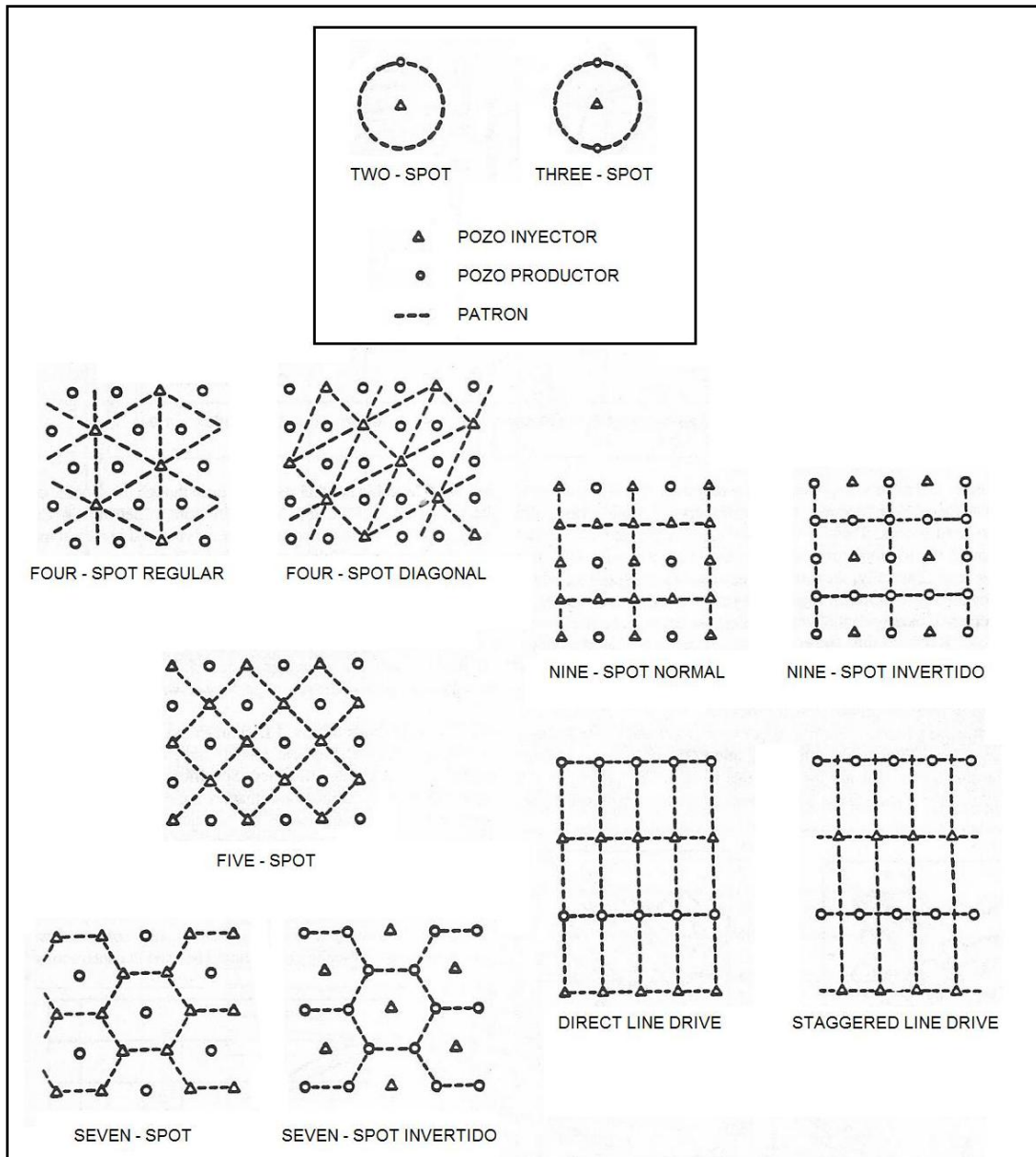
La eficiencia de desplazamiento areal,  $E_A$ , es controlada por cuatro factores principales: los arreglos o patrones de los pozos de inyección/producción, la heterogeneidad de la permeabilidad en el yacimiento, la razón de movilidad, y la importancia relativa de la fuerza de gravedad y de las fuerzas de viscosidad. Los estudios realizados por los diferentes autores se han hecho con modelos físicos y se han enfocado a los dos primeros factores, estos involucran parámetros que pueden ser controlados en el laboratorio y afectan de manera importante al barrido areal.



Se han utilizado distintos patrones de pozos inyección/producción en los procesos de desplazamiento en los yacimientos. La figura 3.1<sup>21</sup> muestra varios de esos patrones. El patrón tipo *five spot* o de *cinco puntos* ha sido el más comúnmente utilizado en los procesos de inyección de agua y procesos EOR.

### **3.6.2 Correlaciones de Eficiencia de desplazamiento areal basados en estudios de modelos físicos.**

Los modelos físicos han sido utilizados ampliamente para los estudios de eficiencia de barrido areal, los efectos de la fuerza de gravedad son eliminados ajustando las densidades de los diferentes fluidos. Debido a que los modelos de laboratorio son pequeños en tamaño comparados con un yacimiento, se deben de usar leyes de escalamiento físicas en la construcción y operación de los modelos. Básicamente, el escalamiento requiere que los gastos de inyección, los valores de tensión interfacial (IFT), tamaño real, etc., sean ajustados apropiadamente en los modelos para representar adecuadamente las condiciones en un proceso de desplazamiento en un yacimiento. Los dos parámetros de principal interés en estudios de este tipo son el arreglo entre pozos producción/inyección y la razón de movilidad.

Figura 3.1 - Patrones de inyección (Craig<sup>21</sup>).

### 3.6.3 Correlaciones basadas en fluidos miscibles, patrón de pozos del tipo Five-Spot.

En las figuras 3.2 y 3.3,<sup>23</sup> se muestran los frentes de los fluidos en diferentes puntos en una inyección para diferentes razones de movilidad, esos resultados están basados en fotografías tomadas durante los desplazamientos de un líquido acondicionado con un colorante, con un segundo líquido miscible coloreado en un modelo escalado. Se varió la razón de viscosidad en las diferentes inyecciones y, debido a que solo estaba presente una fase,  $M$  está dada por la ecuación 3.12.

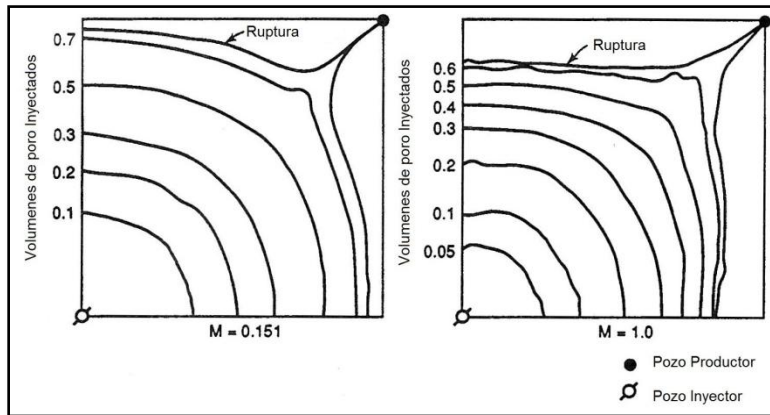


Figura 3.2 - Desplazamiento miscible en un cuarto de arreglo tipo five-spot, con razones de movilidad  $\leq 1.0$  (Habermann<sup>23</sup>).

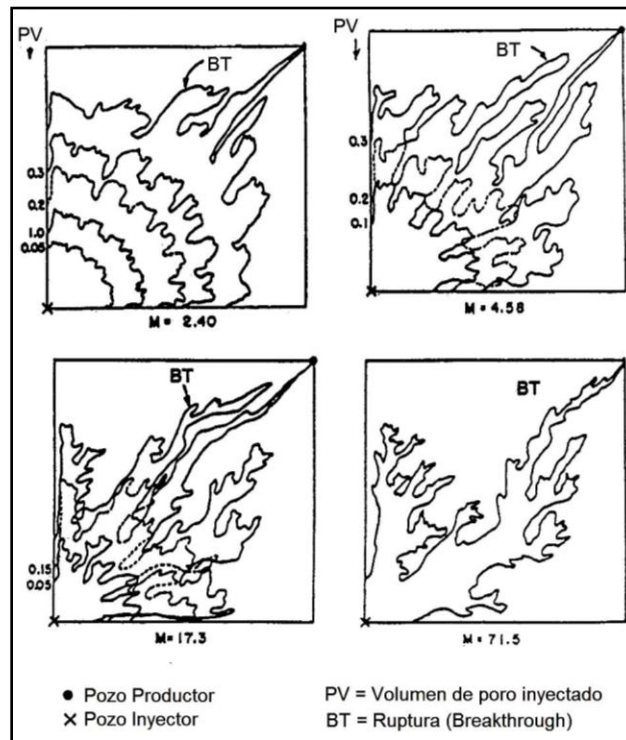


Figura 3.3 - Desplazamiento miscible en un cuarto de un arreglo tipo five-spot, con razones de movilidad  $> 1.0$ , efecto de digitación (Habermann<sup>23</sup>).

En la figura 3.4 se observa la eficiencia de barrido areal al momento de la ruptura del fluido desplazante en función de  $M$ . la parte superior de la curva está basada en una medición del área invadida, mientras que la parte más baja de la curva está basada en un cálculo por medio de balance de materia hecho a partir del volumen inyectado conocido, de un líquido y asumiendo un desplazamiento de tipo pistón.

Debido a que ocurre mezclado a lo largo de la interface líquido/líquido, la medida del área arroja un valor ligeramente mayor al resultado obtenido por el balance de materia.

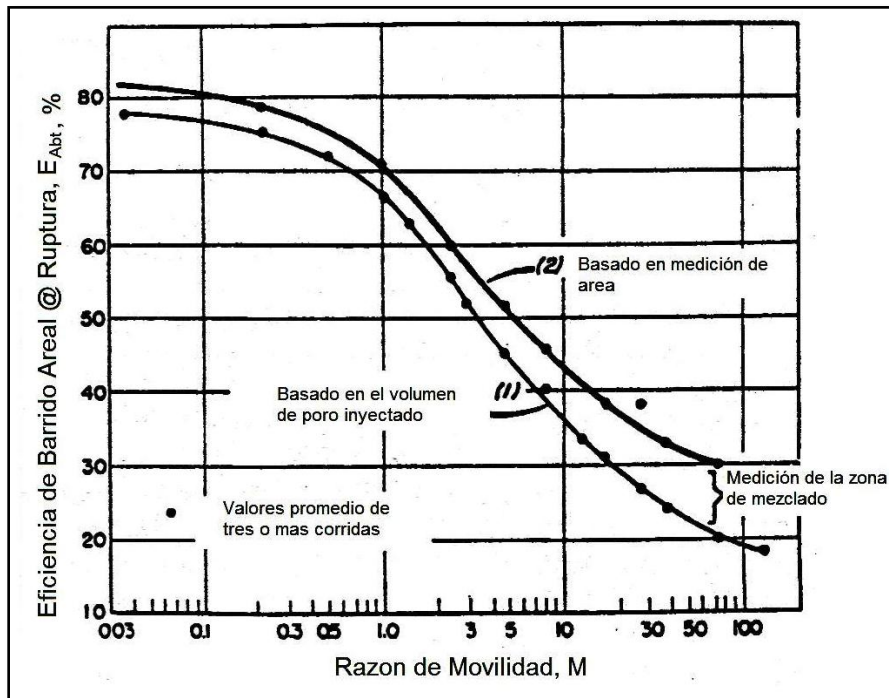


Figura 3.4 - Eficiencia de Barrido Areal @ Ruptura, en función de la razón de movilidad, desplazamiento de fluido miscible, patrón de pozos del tipo five-spot. (Habermann<sup>23</sup>).

### 3.6.4 Correlaciones para la eficiencia del desplazamiento areal, basadas en fluidos inmiscibles, patrón del tipo five-spot.

Craig *et al.*<sup>24</sup> realizaron un experimento para determinar la eficiencia de desplazamiento areal para fluidos inmiscibles, aceite, gas y agua, un modelo en laboratorio fue escalado a condiciones de campo ajustando los gastos y las tensiones interfaciales entre los fluidos. El estudio fue realizado en núcleos de arenas consolidadas, y los frentes fueron monitoreados con rayos X usando la técnica de fotografías de sombras.

En la figura 3.5 se compara la eficiencia de barrido areal al momento de la ruptura, en función de la razón de movilidad para los datos de Dyes *et al.*<sup>20</sup>, los cuales fueron obtenidos con fluidos miscibles. En un proceso de desplazamiento que involucra fluidos inmiscibles, la definición de razón de movilidad a usar y la saturación a la cual la razón de movilidad debe ser calculada es algo que se debe de analizar detalladamente, el problema ocurre debido a que la saturación generalmente variara con la posición tanto en la parte frontal y trasera del frente de desplazamiento.

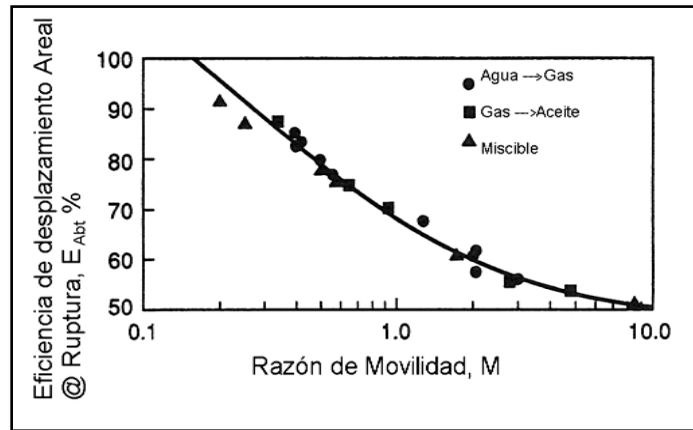


Figura 3.5 - Eficiencia de desplazamiento areal @ Ruptura, en función de la razón de movilidad; desplazamiento inmisible, usando un patrón five-spot (Craig *et al.*<sup>24</sup> y Craig<sup>21</sup>).

En una inyección de agua en donde el aceite fluye por delante del frente a una saturación de agua connata, la saturación del aceite a esas condiciones puede ser considerada como constante. Detrás del frente, sin embargo, la saturación del agua varía con la posición y el aceite y agua fluyen simultáneamente. Craig *et al.*<sup>24</sup> determinaron que la mejor correlación fue obtenida cuando la razón de movilidad se basó en la permeabilidad relativa al agua a una saturación promedio detrás del frente al momento de la ruptura del agua; la razón de movilidad en la figura 3.5 fue definida de esta manera.

### 3.6.5 Predicción del comportamiento del desplazamiento areal, basada en el desplazamiento de tipo pistón.

Caudle y Witte<sup>25</sup> publicaron sus resultados obtenidos a partir de modelos de laboratorio usando un patrón de tipo five-spot, en los desplazamientos utilizaron fluidos miscibles. Sus resultados fueron presentados de tal forma que pueden ser utilizados para el cálculo del comportamiento de desplazamientos, debido a que en los experimentos fueron utilizados fluidos miscibles, los cálculos solo pueden hacerse para inyecciones en donde se tenga un desplazamiento aproximado al del tipo pistón, es decir, la fase desplazante fluye únicamente en la región de barrido y la fase desplazada fluye en la región no barrida, no se tiene producción de la fase desplazada de la región detrás del frente.

Las figuras 3.6 a 3.8, muestran los datos experimentales, en la figura 3.6,  $E_A$  está en función de  $M$  (definida en la ecuación 3.12) para varios valores de PV inyectados. La razón  $\frac{V_i}{V_{pd}}$  es un volumen de inyección adimensional definido como el volumen inyectado entre el PV desplazado,  $V_{pd}$ . Para la inyección de agua,  $V_{pd}$  está definido como:

$$V_{pd} = Ah\phi(S_{oi} - S_{or}) \dots \dots \dots (3.18)$$

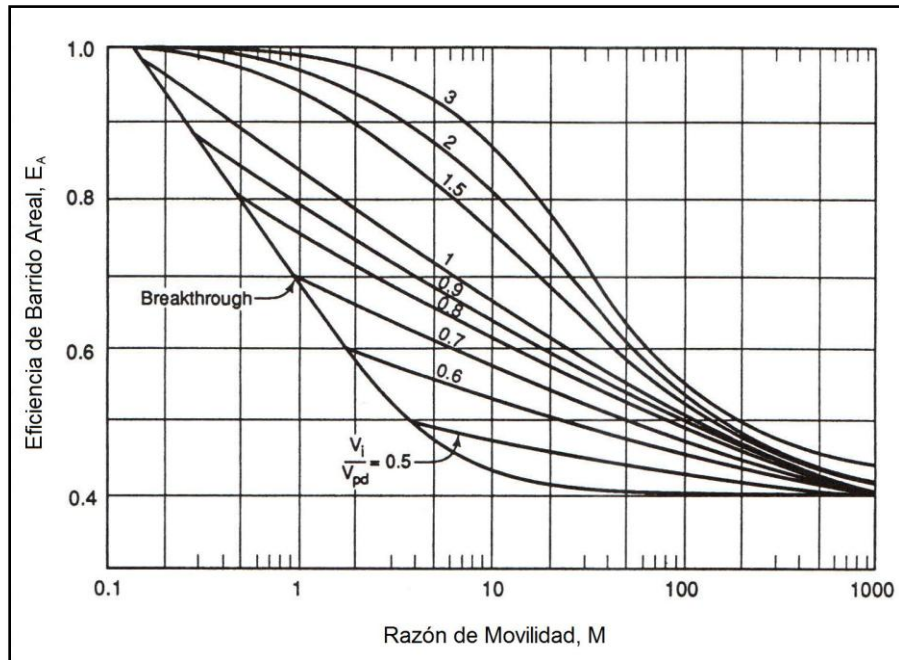


Figura 3.6 - Eficiencia de barrido areal en función de la razón de Movilidad y del volumen inyectado, patrón de pozos tipo five-spot (Caudle y Witte<sup>25</sup>).

La figura 3.7 muestra a  $V_{pd}$  en función de  $M$  para diferentes valores de flujo fraccional de la fase desplazante,  $f_D$ , en el pozo productor; como se mencionó anteriormente, se asume que la producción de la fase desplazada proviene completamente de la región no barrida.

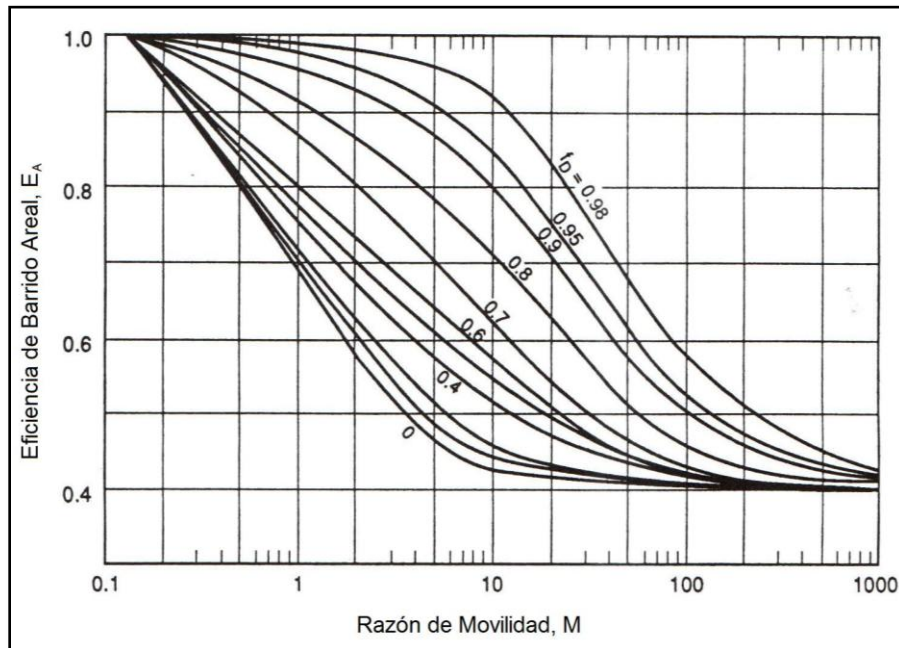


Figura 3.7 - Eficiencia de barrido areal en función de la razón de Movilidad y del flujo fraccional (fase desplazante), patrón de pozos tipo five-spot (Caudle y Witte<sup>25</sup>).



En la figura 3.8 se presenta la razón de conductancia,  $\gamma$ , en función de  $M$ , para varios valores de  $E_A$ , pero solo para valores de  $M$  entre 0.1 y 10. La conductancia está definida como el gasto de inyección dividido entre la caída de presión a través del arreglo de pozos,  $q/\Delta p$ , para cualquier razón de Movilidad diferente de  $M=1.0$ , la conductancia cambiara en tanto el continúe el proceso de inyección. Para una  $M$  favorable, la conductancia disminuirá en tanto  $E_A$  aumente; la razón de conductancia de la figura 3.8, es la conductancia a cualquier punto de la inyección dividida entre la conductancia en el mismo punto para un desplazamiento en donde la razón de Movilidad es la unidad (referido a la fase desplazada).

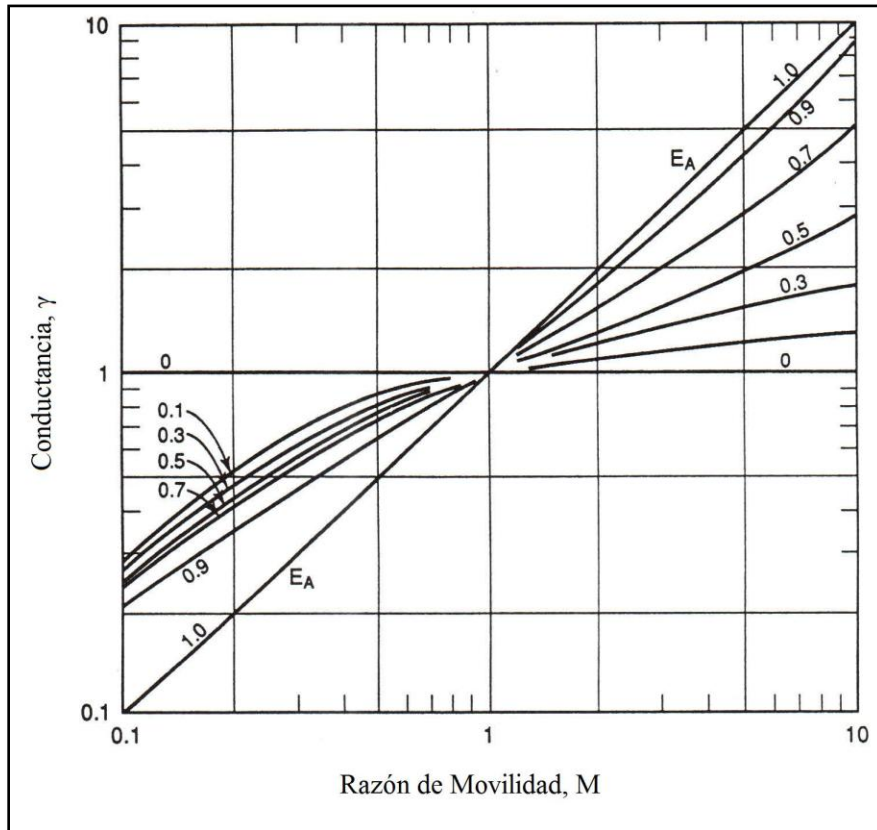


Figura 3.8 - Conductancia en función de la razón de Movilidad y del barrido areal, patrón de pozos tipo five-spot (Caudle y Witte<sup>25</sup>).

En la figura 3.6, el barrido areal está en función del volumen inyectado; la producción fraccional en cada fase puede determinarse con la figura 3.7, y el gasto de inyección puede ser determinado en función de  $E_A$ , usando la figura 3.8, sin embargo, para utilizar la figura 3.8 es necesario utilizar una expresión apropiada para el gasto de inyección inicial, la cual Craig<sup>21</sup> utilizó para un patrón de pozos tipo five-spot, utilizando los parámetros para la fase desplazada:

$$i = \frac{0.00153 k k_{rd} h \Delta p}{\mu_d \left( \log \frac{d}{r_w} - 0.2688 \right)}, \dots \dots \dots (3.19)$$

En donde  $i$  = gasto de inyección al inicio de un proceso de desplazamiento, B/D;  $k$  = permeabilidad absoluta de la roca, md;  $k_{rd}$  = permeabilidad relativa de la fase desplazada,  $h$  = espesor del yacimiento, ft;  $\Delta p$  = caída de presión, psi;  $\mu_d$  = viscosidad de la fase desplazada, cp;  $d$  = distancia medida entre los pozos de inyección y de producción, ft; y  $r_w$  = radio del agujero del pozo.

La ecuación 3.19 es aplicable en donde la fase desplazada es la única fase fluyendo o en donde la razón de Movilidad es la unidad; para un barrido areal del 100%, la ecuación puede ser aplicada, pero habría que cambiar las propiedades de la fase desplazada por las propiedades de la fase desplazante ( $k_{rD}, \gamma_D$ ).

Para determinar el progreso de la inyección en función del tiempo, ya que el gasto de inyección cambiara con el tiempo, se tiene que en cualquier punto del proceso de inyección, que el gasto esta dado por:

$$q = i\gamma, \dots \dots \dots (3.20)$$

En donde  $q$  = gasto total en cualquier tiempo específico del proceso de inyección;  $i$  = gasto de inyección al inicio del proceso de desplazamiento (ecuación 3.19).

Debido a que se asume que los fluidos son incompresibles, el gasto total  $q$ , en cualquier tiempo es igual al gasto de inyección, el cual es igual a la producción en el mismo tiempo.

### **Ejemplo 3.1 - Cálculos basados en los resultados de los modelos físicos.**

*Se realizará un proceso de inyección de agua utilizando un arreglo de pozos tipo five-spot el cual tiene un área de 20 acres. Las propiedades del yacimiento son:*

$$h = 20 \text{ ft}$$

$$\phi = 0.20$$

$$S_{oi} = 0.80$$

$$S_{or} = 0.25$$

$$\mu_o = 10 \text{ cp}$$

$$\mu_w = 1.0 \text{ cp}$$

$$B_o = 1.0 \text{ RB/STB}$$

$$k = 50 \text{ md}$$

$$k_{rw} = 0.27 \text{ @ ROS}$$

$$k_{ro} = 0.94 \text{ @ saturacion de agua intersticial}$$

$$\Delta p = 1,250 \text{ psi}$$

$$r_w = 0.5 \text{ ft}$$

*Utilice el método de Caudle y Witte<sup>25</sup> para calcular (1) los barriles de aceite recuperados en el tiempo al cual se tiene WOR= 20, (2) el volumen de agua inyectado en el mismo punto, (3) el gasto de agua de inyección en el mismo punto de tiempo, y (4) el gasto inicial de agua inyectada al inicio del proceso de inyección de agua.*



*Solución:*

Utilizar las correlaciones presentadas en las figuras 3.6 a 3.8.

1) Calcular el aceite recuperado.

$$M = \left( k_{rw} / \mu_w \right) \left( k_{ro} / \mu_o \right).$$

Si asumimos que el desplazamiento es de tipo pistón,  $M = (0.27/1.0 \text{ cp})(10.0 \text{ cp})(0.94) = 2.9$  y  $f_D = 20/21 = 0.95$ . De la figura 3.7,  $E_A = 0.94$ .

Entonces el aceite recuperado es:

$$\begin{aligned} N_p &= Ah\phi(S_{oi} - S_{or})E_A \frac{1}{5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}} \frac{1}{B_o} \\ &= \frac{\left[ \left( 43,560 \frac{\text{ft}^2}{\text{acres}} \times 20 \text{ acres} \right) \times 20 \text{ ft} \times 0.20 \times (0.80 - 0.25) \times 0.94 \right]}{5.615 \frac{\text{ft}^3}{\text{bbl}} \times 1.0 \frac{\text{RB}}{\text{STB}}} \\ &= 321,000 \text{ STB}. \end{aligned}$$

2. Calcular el agua total inyectada, de la figura 3.6,  $V_i/V_{pd} = 0.25 @ E_A = 0.94$ .

$$\begin{aligned} V_{pd} &= V_p(S_{oi} - S_{or}) \\ &= Ah\phi(S_{oi} - S_{or})(1/5.615) \\ &= (43,560 \times 20) \times 20 \times 0.20 \times \frac{(0.80 - 0.25)}{5.615} \\ &= 341,300 \text{ bbl}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_I &= V_{pd} \times 2.5 \\ &= 341,300 \times 2.5 \\ &= 853,300 \text{ bbl}. \end{aligned}$$

3. Calcule el gasto de agua inyectada en el mismo tiempo, de la ecuación 3.19.

$$i = \frac{0.00153 k k_{rd} h \Delta p}{\mu_d \left( \log \frac{d}{r_w} - 0.2688 \right)}$$

$$= \frac{0.001538 \times 50 \times 0.94 \times 201250}{10 \left( \log \frac{660}{0.5} - 0.2688 \right)}$$

$$= 63.4 \text{ B/D}$$

De la figura 3.8,  $\gamma = 2.7$ , y de la ecuación 3.20,

$$q = i\gamma$$

$$= 63.4 \times 2.7$$

$$= 171 \text{ B/D.}$$

El resultado es el gasto de inyección, ya que el flujo es constante a través del sistema.

4. Calcule el gasto inicial de agua. Este es el gasto inicial,  $i$ , calculado con la ecuación 3.19 utilizando las propiedades del aceite tenemos que  $i = 63.4 \text{ B/D}$ .

### 3.6.6 Predicción considerando una fase móvil desplazada detrás del frente de desplazamiento.

En un desplazamiento inmiscible, como la inyección de agua o un desplazamiento gas/líquido, existen por lo general dos fases fluyentes y un gradiente de saturación detrás del frente. En este caso, después de la ruptura, la mayor parte de la fase desplazada producida proviene de la región no barrida y la otra parte viene de la región barrida.

### 3.6.7 Cálculo de la Eficiencia de desplazamiento Areal, métodos matemáticos.

Los procesos de desplazamiento pueden ser modelados matemáticamente, y existen numerosos artículos que describen los modelos y sus aplicaciones; la mayoría de esos modelos están basados en métodos de análisis numérico y en sistemas de cómputo.

*Douglas et al.*,<sup>26</sup> describen un método matemáticamente simulando un desplazamiento inmiscible en 2D. El método está basado en la solución numérica de ecuaciones diferenciales parciales que describen el flujo de dos fases inmiscibles en un espacio de dos dimensiones. Los autores compararon los resultados calculados matemáticamente con los resultados experimentales obtenidos de desplazamientos en el laboratorio utilizando un modelo para la inyección de agua, con un arreglo de pozos de cinco puntos o *five spot*. En la figura 3.9 se observan los resultados; las razones de viscosidades corresponden a un amplio rango de razones de Movilidad.

El modelo matemático no toma en cuenta el efecto de digitación, sin embargo los resultados obtenidos del modelo resultan tener una buena aproximación a los datos experimentales.

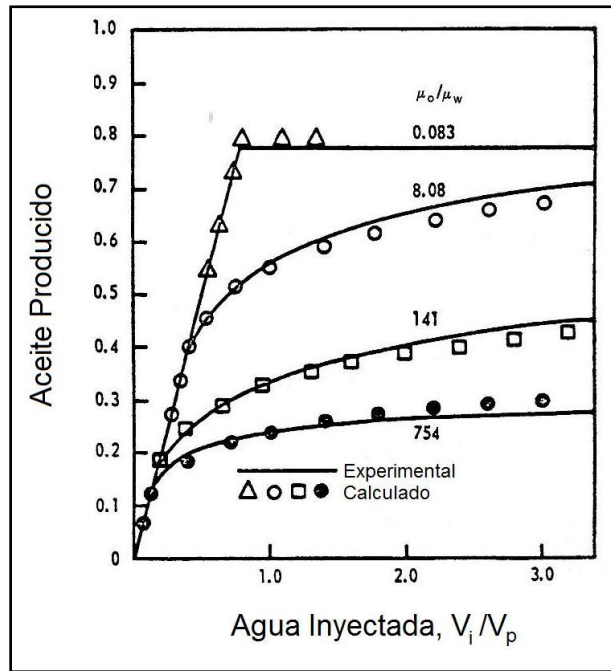


Figura 3.9 - Comparación entre los resultados calculados y experimentales en la inyección de agua usando un arreglo five-spot (Douglas *et al.*<sup>26</sup>).

### 3.7 Eficiencia de Desplazamiento Vertical.

La eficiencia de barrido areal debe ser combinada de manera adecuada con la eficiencia de barrido vertical para determinar la eficiencia de desplazamiento volumétrica total.

#### 3.7.1 Factores que afectan a la eficiencia de desplazamiento vertical.

La eficiencia de barrido vertical está controlada principalmente por cuatro factores: (1) la segregación gravitacional ocasionada por las diferencias entre las densidades, (2) la razón de Movilidad, (3) las variaciones de permeabilidad vertical a horizontal, y (4) las fuerzas de capilaridad.

#### 3.7.2 Efecto de la segregación gravitacional y de la razón de movilidad en la eficiencia de desplazamiento vertical.

La segregación gravitacional ocurre cuando la diferencia de densidades entre los fluidos tanto inyectados como desplazados, es tan grande que influye en el desplazamiento en dirección vertical del fluido que fluye, incluso cuando la principal dirección de flujo es en el plano horizontal. Cuando el fluido inyectado es menos denso que el fluido desplazado, se tiene segregación gravitacional y el

fluido desplazante sobrepasa al fluido desplazado, como se muestra en la figura 3-10a provocando una disminución en la eficiencia de desplazamiento vertical. Este fenómeno se presenta en procesos de inyección de  $\text{CO}_2$ , combustión in-situ, inyección de vapor y en la inyección de solventes. La segregación gravitacional ocurre también cuando el fluido inyectado es más denso que el fluido desplazado, como se muestra en la figura 3.10b (un caso de inyección de agua). La segregación gravitacional conduce a una ruptura temprana del fluido inyectado y reduce la eficiencia de barrido vertical.

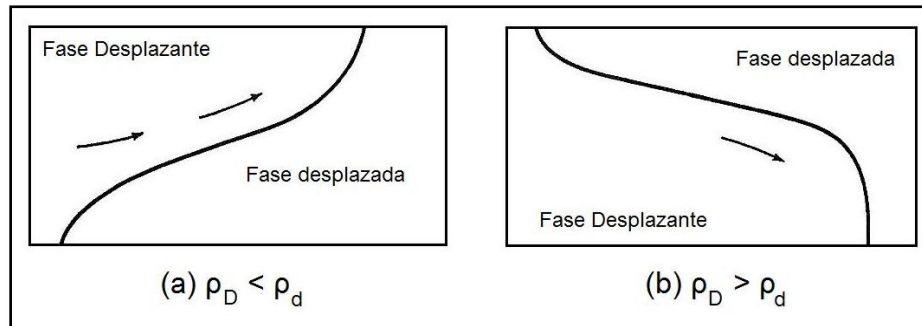


Figura 3.10 - Segregación Gravitacional en los procesos de desplazamiento<sup>20</sup>.

### 3.7.3 Segregación Gravitacional en Yacimientos Horizontales.

Se deben de utilizar modelos o simuladores numéricos para describir los efectos de la fuerza gravitacional en la eficiencia de desplazamiento, la mayoría de la información disponible acerca de los efectos gravitacionales fue obtenida a partir de estudios usando modelos horizontales de laboratorio, siendo estos homogéneos e isotrópicos, otras fuentes están basadas en cálculos realizados con simuladores numéricos. Las correlaciones deben ser utilizadas como herramientas de predicción o bien como meras aproximaciones. Las correlaciones indican la dependencia del barrido sobre los diferentes parámetros utilizados, cabe notar que estos no permiten un cálculo preciso de  $E_I$  para los yacimientos actualmente.

Craig *et al.*<sup>5</sup> estudiaron la eficiencia de barrido vertical mediante una serie de experimentos usando sistemas lineales y modelos tipo five-spot, utilizaron arenas consolidadas y no consolidadas. Los modelos lineales utilizados tenían una longitud de 10 hasta 66 in., con razones de longitud/altura de 4.1 a 66. Los experimentos fueron conducidos tanto con líquidos miscibles como con líquidos inmiscibles, con razones de movilidad de 0.057 hasta 200. Los procesos de inyección de agua inmisible fueron conducidos con una  $M < 1$ ; en este caso, el aceite que fluyo detrás de los frentes de desplazamiento fue prácticamente de cero. El barrido vertical,  $E_I$ , fue determinado al momento de la ruptura por medio de balance de materia y mediante la observación directa.

Los resultados de los desplazamientos lineales se muestran en la figura 3.11.

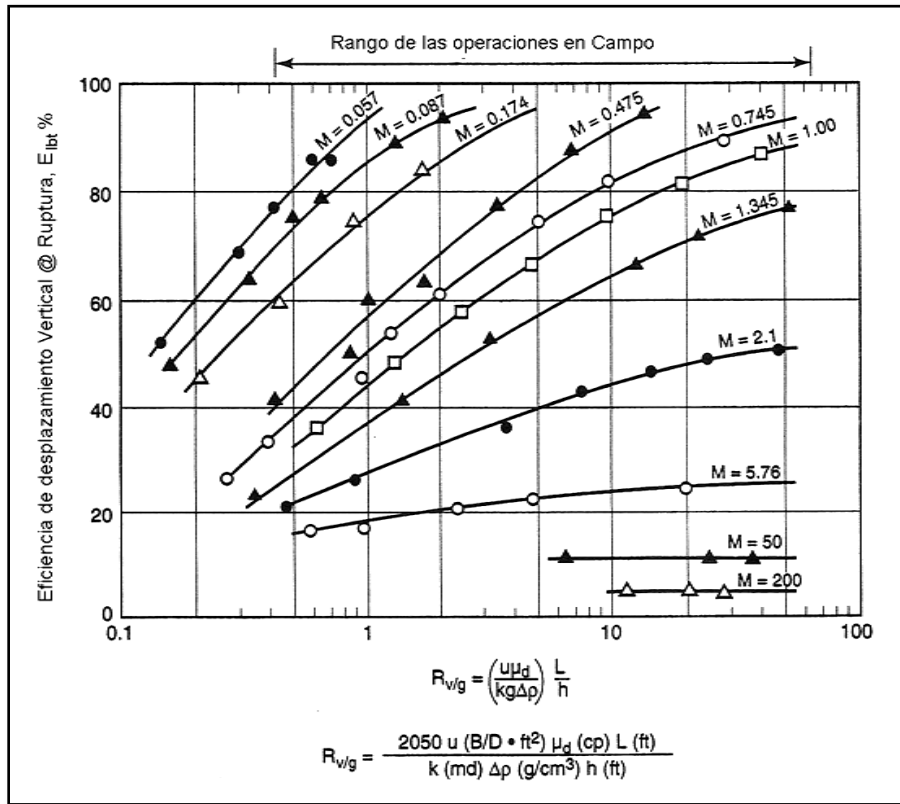


Figura 3.11 - Eficiencia de desplazamiento Volumétrico (Vertical) @ Ruptura, en función de las razones de viscosidad/fuerza gravitacional, en un sistema lineal.<sup>5</sup>

En donde  $E_I$  al momento de la ruptura está dado en función de un grupo adimensional llamado *razón de viscosidad/gravedad*.

$$R_{v/g} = \left( \frac{u\mu_d}{kg\Delta\rho} \right) \left( \frac{L}{h} \right), \dots \dots \dots (3.21)$$

En donde  $u$ = velocidad lineal de Darcy,  $\mu_d$ = viscosidad de la fase desplazada,  $k$ = permeabilidad del medio poroso,  $g$ = constante de la aceleración gravitacional,  $\Delta\rho$ = diferencia de densidades entre las fases desplazante y desplazada,  $L$ = longitud del sistema,  $h$ = altura del sistema usando unidades consistentes.

La ecuación anterior puede ser expresada en unidades convencionales:

$$R_{v/g} = \left( \frac{2050u\mu_d}{k\Delta\rho} \right) \left( \frac{L}{h} \right), \dots \dots \dots (3.22)$$

En donde  $u$  esta en  $B/(D-ft^2)$ ,  $\mu_d$  esta en  $cp$ ;  $k$  está en  $md$ ,  $\Delta\rho$  esta en gramos por centímetro cubico, y tanto  $L$  como  $h$  están en pies. La magnitud de las fuerzas de viscosidad en función de la fuerza de gravedad se incrementan cuando aumentan los valores de  $R_{v/g}$ . Para valores pequeños de  $R_{v/g}$ , la fase desplazada tiende a

sobreponerse o a desplazarse parcialmente por debajo del otro fluido, dependiendo de la magnitud de las densidades de los líquidos, para el caso de los datos correlacionados en la figura 3.11, que fueron obtenidos para el caso en donde la permeabilidad horizontal,  $k_H$ , es igual a la permeabilidad vertical  $k_V$ . Si las permeabilidades no son iguales, Saltkup,<sup>22</sup> sugiere que la permeabilidad sea aproximada como  $k = \sqrt{k_V k_H}$ .

**Ejemplo 3.2 – Importancia relativa de la segregación gravitacional en un proceso de desplazamiento.**

Se pretende realizar un proceso de desplazamiento, el cual será utilizado para desplazar el aceite en un yacimiento lineal, se tiene las siguientes propiedades:

$$h = 10 \text{ ft}$$

$$\phi = 0.20$$

$$S_{oi} = 0.75$$

$$S_{iw} = 0.25$$

$$L = 300 \text{ ft}$$

$$k_o = 200 \text{ md (permeabilidad efectiva al aceite @ } S_w \text{ igual a la intersticial)}$$

Determine el efecto de la segregación gravitacional en la eficiencia de barrido vertical, si el aceite es desplazado de manera miscible por un solvente con una densidad de  $0.7 \text{ g/cm}^3$  y una viscosidad de  $2.3 \text{ cp}$ , a temperatura de yacimiento. La densidad del aceite es de  $0.85 \text{ g/cm}^3$  y tiene una viscosidad de  $2.3 \text{ cp}$ . Para este ejemplo, considere un desplazamiento con un gasto en el avance frontal de  $0.5 \text{ ft/D}$ . Esto es equivalente a la velocidad Darcy de  $0.075 \text{ ft/D}$ .

Solución:

Calcule la razón viscosidad/gravedad con la ecuación 3.22.

$$u = 0.075 \frac{\text{ft}}{\text{D}} \left( \frac{1}{5.615 \text{ ft}^3 / \text{bbl}} \right)$$

$$= 0.0134 \text{ B}/(\text{D} - \text{ft}^2)$$

y

$$R_{v/g} = \frac{(2,050)(0.0134)(2.3)(300)}{(200)(0.85-0.70)(10)} = 63.$$

Calcule  $M$ .

$$M = \frac{k_D \mu_d}{\mu_D k_d} = \frac{\mu_d}{\mu_D}$$

$$= \frac{2.3}{2.3} = 1.0.$$

De la figura 3.11,  $E_I$  (en la ruptura) = 0.86. Como se discutió anteriormente, el mezclado (dispersión) en flujo miscible provoca la ruptura en un sistema lineal, antes de que 1.0 PV haya sido inyectado, así que, la importancia del efecto gravitacional sobre los desplazamientos miscibles, es relativamente pequeño y probablemente insignificante.

Si el gasto del avance frontal fuera de 0.0075 ft/D, el valor de  $R_{v/g}$  sería de 6.3, en este caso  $E_I$  sería de cerca de 0.70 y la segregación gravitacional se convertiría en un mecanismo importante en el desplazamiento. Cualquier cambio en un parámetro de  $R_{v/g}$  que reduzca su valor numérico contribuye a los efectos gravitacionales. Por ejemplo, si se incrementa la permeabilidad de 200 a 400 md, tiene el mismo efecto que si se redujera el gasto del avance frontal de 0.075 a 0.00375 ft/D.

Se han realizado estudios similares sobre la segregación gravitacional, en base a modelos matemáticos, esta aproximación tiene la ventaja de representar el desplazamiento completo que lo que se puede representar y obtener de los limitados modelos físicos. Spivak<sup>27</sup> utilizó un modelo numérico 2D y 3D para estudiar los efectos de la gravedad durante la inyección de agua y durante la inyección de gas, en la figura 3.12 se presenta una correlación de los resultados.

La correlación está en términos de la razón de gravedad/viscosidad,  $F_{g/v}$ , similar a la usada por Craig *et al.*<sup>5</sup> El efecto de tener una permeabilidad vertical diferente a la permeabilidad horizontal se ve reflejado en la definición de  $F_{g/v}$ , la diferencia en las permeabilidades no fue considerada.

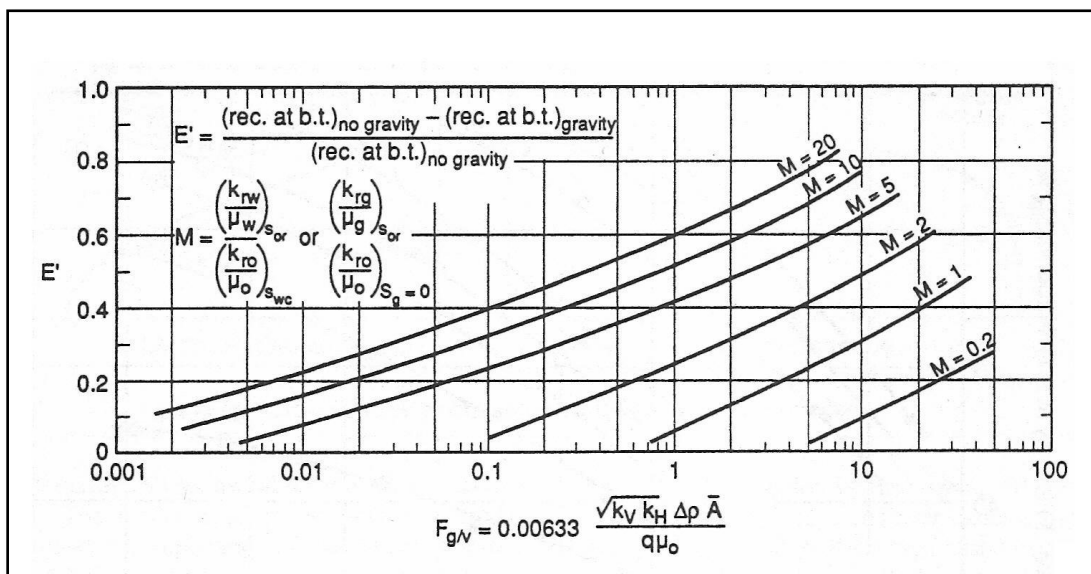


Figura 3.12 - Segregación gravitacional en desplazamientos de dos fases agua/aceite o gas/aceite, en sistemas lineales (Spivak<sup>27</sup>).

$$F_{g/v} = \frac{0.00633 \sqrt{k_V k_H \Delta \rho A}}{q \mu_d}, \dots \dots \dots (3.23)$$

En donde  $k_V$  y  $k_H$  son las permeabilidades verticales y horizontales respectivamente, en md;  $A$ = promedio de área de la sección transversal de flujo, en ft<sup>2</sup>; y  $q$ = gasto, en ft<sup>3</sup>/D.

El término  $A$ , en la definición de  $F_{g/v}$  es el promedio de área de la sección transversal normal al flujo, el hecho de usar un promedio del are hace que la correlación se aplicable a los desplazamientos lineales, así como a los desplazamientos en patrones del tipo five-spot.

El factor de recuperación,  $E'$ , en la correlación de *Spivak*<sup>27</sup> está definido en términos de la recuperación al momento de la ruptura tomando en cuenta los efectos gravitacionales comparada con la recuperación al momento de ruptura sin tomar en cuenta los efectos gravitacionales;  $E'$  no es equivalente a la eficiencia de desplazamiento vertical usada en la correlación de *Craig et al.*<sup>5</sup> Adicionalmente, el factor  $R_{v/g}$  en la correlación de *Craig* contiene una razón de longitud/altura,  $L/h$ , por lo que las dos correlaciones no son directamente comparables. Cabe notar, que si se utilizara la misma permeabilidad en las dos correlaciones y si se hiciera un ajuste en las unidades, entonces  $R_{v/g} = L/(hF_{g/v})$ .

Las correlaciones de *Craig et al.*<sup>5</sup> y de *Spivak*,<sup>27</sup> indican los siguientes efectos de varios parámetros en la segregación gravitacional, como sintetiza *Spivak*:

- 1) La segregación gravitacional se incrementa, con el aumento de la permeabilidad horizontal y vertical.
- 2) La segregación gravitacional se incrementa, con el aumento de la diferencia de densidades entre los fluidos desplazante y desplazado.
- 3) La segregación gravitacional se incrementa, con el incremento de la razón de Movilidad.
- 4) La segregación gravitacional se incrementa, con la disminución en el gasto (este efecto puede ser reducido con la digitación).
- 5) La segregación gravitacional disminuye, con el incremento de la viscosidad.

El efecto de la razón de movilidad en un desplazamiento, es el provocar una aceleración o un retardo del efecto gravitacional, dependiendo de que si  $M$  es mayor o menor a 1.0. Si la fase desplazante es menos movable que la fase desplazada, entonces pasara por encima del fluido o por debajo de este, de forma parcial, debido a una mayor resistencia al flujo provocado por la viscosidad a través de la fase inyectada. Si se presenta el caso que  $M > 1.0$ , entonces la



resistencia por la viscosidad en la fase desplazante, es menor, además y la sobre posición, ya sea por encima del fluido o por debajo, será mucho mayor.

Cuando  $M > 1.0$ , se puede presentar el efecto de *digitación* con la segregación gravitacional. Por lo tanto, a condiciones en donde los efectos de la segregación gravitacional son importantes y la razón de Movilidad no es favorable, el barrido vertical puede ser afectado por ambos factores, y tener la tendencia del fluido desplazante a fluir de manera no uniforme.

### 3.7.4 Segregación Gravitacional en yacimientos inclinados.

La diferencia de densidades entre las fases, desplazada y desplazante puede tener un gran efecto en los procesos de desplazamiento en yacimientos inclinados, y no existen correlaciones generales para estos casos.

Cuando el yacimiento tiene una cierta inclinación la gravedad puede ser usada para mejorar el desplazamiento. Por ejemplo, si un aceite fuera desplazado de un yacimiento, inyectando un solvente menos denso y más movable en dirección ascendente, la gravedad tendería a estabilizar el frente de desplazamiento. Esto es, si la velocidad de desplazamiento fuera lo suficientemente lenta, las fuerzas de gravedad actuarían para prevenir el efecto de digitación en la interface solvente/aceite. Similarmente, en la inyección de agua en dirección hacia abajo, puede servir para estabilizar la interface entre el agua o la interface del banco de aceite.

El criterio para establecer el desplazamiento en un yacimiento inclinado, para las condiciones citadas anteriormente de densidad y movilidad, puede ser determinado, examinando un modelo relativamente simple de flujo en la interface, como se observa en la figura 3.13.

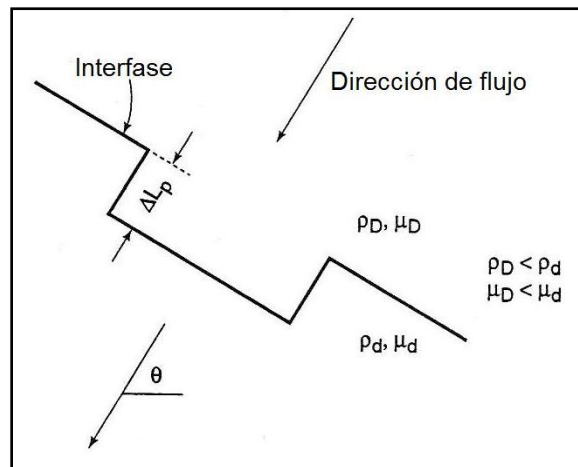


Figura 3.13 - Modelo para la determinación del criterio de estabilidad en un yacimiento inclinado.

Consideremos un desplazamiento, en donde el yacimiento tiene una cierta inclinación, formando un ángulo  $\theta$  entre el plano inclinado de la estructura geológica y el plano horizontal de la superficie de la corteza terrestre, asumiendo

que la interface sufre una perturbación de flujo de longitud  $L_p$  cuando el fluido desplazante, fluye hacia el frente de desplazamiento, esto ocurrirá en desplazamientos inmiscibles en condiciones de flujo tipo pistón, o en procesos miscibles en donde se presente un insignificante mezclado de los fluidos en la interface. Además considere que se forma una pequeña protuberancia o *dígito*, en la interface. El objetivo del análisis es el de determinar las condiciones a las cuales dicha perturbación permanecerá estable o, alternativamente, crecerá en magnitud, provocando una interface inestable.

De acuerdo con algunos autores, el dígito permanecerá estable, si a través de la interface del dígito (*finger*) la presión en la fase desplazada es mayor que la presión en la fase desplazante,  $p_d > p_D$ .

La ecuación de Darcy, puede ser aplicada para obtener las expresiones para  $p_d$  y  $p_D$  a través de la interface, de la figura 3.13,

$$p_d = p_o + \rho_d g \Delta L_p \sin \theta - \frac{\mu_d u \Delta L_p}{k_d}, \dots \dots \dots (3.24)$$

$$p_D = p_o + \rho_D g \Delta L_p \sin \theta - \frac{\mu_D u \Delta L_p}{k_D}, \dots \dots \dots (3.25)$$

En donde  $p_o$ = presión de referencia en al punto de la interface sin perturbación,  $\rho_d$ = densidad de la fase desplazada,  $\rho_D$ = densidad de la fase desplazante,  $\mu_d$ =viscosidad de la fase desplazada,  $\mu_D$ = viscosidad de la fase desplazante,  $k_d$ =permeabilidad efectiva de la fase desplazada,  $k_D$ = permeabilidad efectiva de la fase desplazante,  $u$ = velocidad Darcy,  $g$ = constante de la aceleración gravitacional, y  $\Delta L_p$ = longitud de la perturbación (figura 3.13).

Para que la interface permanezca estable, se requiere que:

$$p_d - p_D > 0, \dots \dots \dots (3.26)$$

De las ecuaciones 3.25 y 3.24, se tiene que:

$$g(\rho_d - \rho_D) \Delta L_p \sin \theta - \left( \frac{\mu_d}{k_d} - \frac{\mu_D}{k_D} \right) u \Delta L_p > 0, \dots \dots \dots (3.27)$$

En la ecuación 3.27 se establece la velocidad máxima, llamada velocidad critica,  $u_c$ , a la cual la interface permanecerá estable, como se mencionó anteriormente se necesita que  $\lambda_D > \lambda_d$  y que  $\rho_D < \rho_d$ , entonces:

$$u_c = \frac{g(\rho_d - \rho_D) \sin \theta}{\left( \frac{\mu_d}{k_d} - \frac{\mu_D}{k_D} \right)}, \dots \dots \dots (3.28)$$

En unidades consistentes:

$$u_c = \frac{0.0439(\rho_d - \rho_D) \sin \theta}{\left(\frac{\mu_d}{k_d} - \frac{\mu_D}{k_D}\right)}, \dots \dots \dots (3.29)$$

en donde  $\rho$  esta en  $\text{lbm/ft}^3$ ;  $\mu$  esta en  $\text{cp}$ ;  $k$  esta en darcies, y  $u_c$  esta en  $\text{ft/D}$ . Si  $k_d = k_D = k$  y si se introduce la razón de movilidad es  $M = \frac{\mu_d}{\mu_D}$ ,

$$u_c = \frac{0.0439(\rho_d - \rho_D) \sin \theta}{\mu_D(M-1)}, \dots \dots \dots (3.30)$$

Las ecuaciones 3.28 y 3.30 establecen la velocidad máxima a la cual la interface permanecerá estable para las propiedades relativas establecidas de las fases desplazante y desplazada.

La derivación de la expresión para  $u_c$  fue basada en la suposición de una concentración uniforme, o fase, en la transición en la interface entre los fluidos desplazante y desplazado, considerando un desplazamiento miscible, en donde se produce mezclado o dispersión de los fluidos en la interface, produciendo una zona de concentración-transición. Para este caso tanto la viscosidad como la densidad están en función de la posición debido a un gradiente de concentración. Asumiendo que la densidad y el  $\ln \mu$  son funciones lineales de la concentración, tenemos que:

$$\rho = C_D \rho_D + (1 - C_D) \rho_d, \rho_D < \rho_d, \dots \dots \dots (3.31)$$

y

$$\ln \mu = C_D \ln \mu_D + (1 - C_D) \ln \mu_d, \mu_D < \mu_d, \dots \dots \dots (3.32)$$

En donde  $C_D$  = concentración de la fase desplazante;  $\rho$  = densidad de la mezcla, y  $\mu$  = viscosidad de la mezcla. La suposición acerca de la dependencia de  $\ln \mu$  en la concentración es una aproximación basada en las comúnmente usadas reglas de mezclado para la viscosidad.

Dumore definió una velocidad estable mínima de Darcy,  $u_{st}$ , en donde demostró estar relacionada con  $u_c$ :

$$\frac{u_{st}}{u_c} = \frac{\mu_d - \mu_D}{\mu_d (\ln \mu_d - \ln \mu_D)}, \dots \dots \dots (3.33)$$

ó

$$\frac{u_{st}}{u_c} = \frac{\left(1 - \frac{1}{M}\right)}{\ln M}, \dots \dots \dots (3.34)$$

Dado que  $\mu_D < \mu_d$  ( $M > 1.0$ ) y que  $\rho_D < \rho_d$ , por las condiciones de la derivación y de que el flujo es hacia arriba,  $\frac{u_{st}}{u_c}$ , siempre es menor a la unidad.

Stalkup<sup>22</sup> presentó una relación entre  $u_{st}$  con  $u_c$ :

$$\mu = \left[ \frac{C_D}{\mu_D^{\frac{1}{4}}} + \frac{(1-C_D)}{\mu_d^{\frac{1}{4}}} \right]^{-4}, \dots \dots \dots (3.35)$$

La ecuación resultante para  $u_{st}$  y  $u_c$  es:

$$\frac{u_{st}}{u_c} = \frac{\left(1 - \frac{1}{M}\right)}{4 \left(M^{\frac{1}{4}} - 1\right)}, \dots \dots \dots (3.36)$$

La aplicación de las ecuaciones 3.32 a 3.34 o de las ecuaciones 3.35 y 3.36, debe estar basado en la dependencia de la viscosidad en la concentración existente. En la ausencia de datos, se recomienda utilizar las ecuaciones 3.35 y 3.36.<sup>20</sup>

### **Ejemplo 3.3 – Criterio de estabilidad.**

*Se llevará a cabo un desplazamiento miscible en laboratorio, en donde una solución de glicerol-salmuera es desplazada hacia abajo de manera vertical por una segunda solución con diferente concentración de glicerol.*

*Las propiedades de los líquidos son las siguientes:*

*Líquido 1, fluido desplazante:*

30.00 g NaCl/L  
 650 g glycerol/L  
 $\rho_D = 1.1551 \text{ g/cm}^3 @ 77^\circ\text{F}$   
 $\mu_D = 7.4 \text{ cp} @ 77^\circ\text{F}$

*Líquido 2:*

20.00 g NaCl/L  
 700 g glycerol/L  
 $\rho_d = 1.1609 \text{ g/cm}^3 @ 77^\circ\text{F}$   
 $\mu_d = 11.3 \text{ cp} @ 77^\circ\text{F}$

*La velocidad será de 0.237 ft/D (velocidad Darcy). La porosidad del medio es de 0.206 y la permeabilidad es de 303 md.*

*Determine si el flujo será estable (es decir, si ocurrirá digitación).*

*Solución:*

*Aplicando la ecuación 3.28 para el cálculo de  $u_c$ .*

$$u_c = \frac{g(\rho_d - \rho_D) \sin \theta}{\left(\frac{\mu_d}{k_d} - \frac{\mu_D}{k_D}\right)}$$

$k_d = k_D = 0.303$  darcies, dado que  $\rho_D$  y  $\rho_d$  deben de estar en  $\text{lbm/ft}^3$  por la ecuación, tenemos que  $\rho_d = 72.440 \text{ lbm/ft}^3$  y  $\rho_D = 72.078 \text{ lbm/ft}^3$ , sustituyendo valores:

$$u_c = \frac{0.0493(72.440 - 72.078)1.0 \times 0.303}{(11.3 - 7.4)}$$

$$u_c = 0.00123 \text{ ft} / D$$

Debido a que la velocidad de desplazamiento de  $0.237 \text{ ft/D}$  es mucho mayor que la velocidad crítica, entonces se induce que el efecto de digitación ocurrirá para estas condiciones de flujo, es decir el flujo será inestable.

Cuando se tiene un desplazamiento estable, ya sea en inyección ascendente o descendente, la interface se estabiliza en un ángulo específico relativo a la inclinación del yacimiento, como se observa en la figura 3.14, se trata de un proceso de inyección de agua; en donde las figuras 3.14a y 3.14b muestran un flujo estable y la figura 3.14c muestra un flujo inestable en el cual  $u_c$  esta excedida.

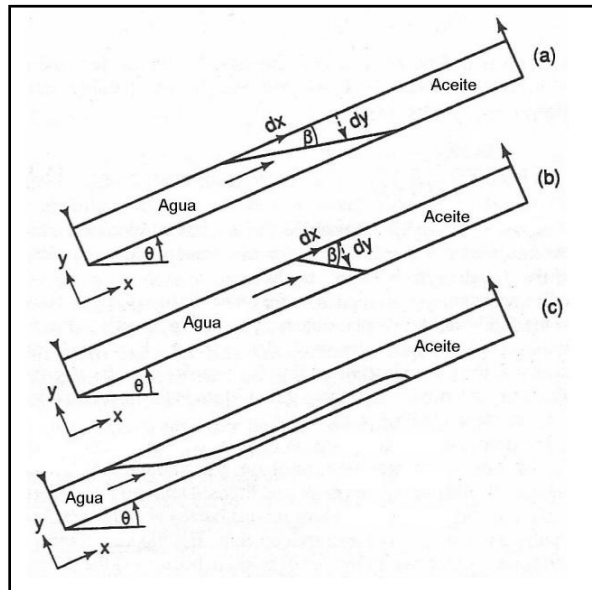


Figura 3.14 - Desplazamientos estables e inestables en una inyección inmisible conducida en dirección ascendente.<sup>20</sup>

### 3.7.5 Efecto de la heterogeneidad vertical y de la razón de movilidad en la Eficiencia de Desplazamiento Vertical.

La variación vertical de permeabilidad en yacimientos es relativamente común, en la figura 3.15 se muestra una sección vertical de un yacimiento, en donde ha sido dividida dicha sección en capas o estratos, de diferentes espesores y permeabilidades. Este modelo geológico es una idealización ya que la permeabilidad por lo general no es constante en un espesor y se van presentando cambios abruptos. Estas variaciones verticales de permeabilidad llevarán a la reducción en la eficiencia de barrido vertical al momento de la ruptura en un proceso de desplazamiento provocando un flujo desigual y/o cruzado en los diferentes estratos.

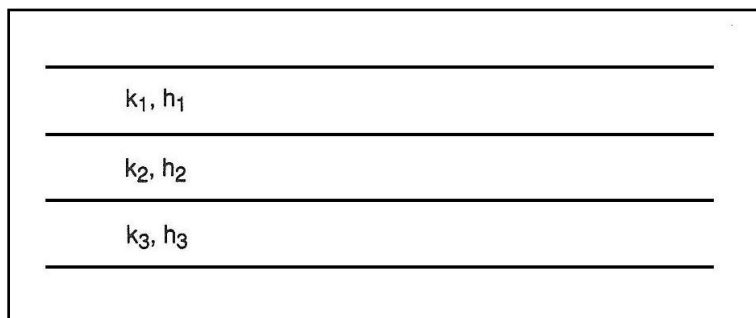


Figura 3.15 - Sección vertical con estratos de diferentes permeabilidades y espesores.

### 3.7.6 Desplazamiento a una razón de Movilidad igual a la unidad en un yacimiento lineal y estratificado, sin cruce de flujo entre los estratos.

Considere un desplazamiento con fluidos incompresibles en un sistema como el de la figura 3.15, en donde las permeabilidades y espesores de los estratos son diferentes entre cada uno, pero que las porosidades son iguales. La caída de presión es constante e igual para todos los estratos, y por último considere que no existe flujo cruzado entre los estratos y que es un proceso de tipo pistón. Si se considera un desplazamiento conducido a  $M = 1.0$ , entonces de la ecuación de Darcy, tenemos que:

$$\frac{q_j}{q_t} = \frac{\lambda_j h_j}{\sum_{k=1}^n \lambda_j h_k} = \frac{k_j h_j}{\sum_{k=1}^n k_k h_k} \dots \dots \dots (3.37)$$

en donde  $j$  y  $k$  se refieren a cada estrato,  $q_j$  = gasto en el estrato  $j$ ,  $q_t$  = gasto total en la sección vertical,  $h_j$  = movilidad del fluido inyectado en el estrato  $j$ ,  $k_j$  = permeabilidad del estrato  $j$ ,  $h_j$  = espesor del estrato  $j$ ; y la sumatoria en el denominador aplica para todos los  $n$  estratos en el sistema, la ecuación 3.37 muestra que para un sistema en el cual la caída de presión es la misma en todos los estratos, la mayor velocidad del fluido estará en el estrato con la mayor permeabilidad. Usando esta ecuación para obtener la eficiencia de barrido al momento de la ruptura tenemos que:

$$E_{Ibt} = \frac{\sum_{k=1}^n \lambda_k h_k}{\lambda_j \sum_{k=1}^n h_k} = \frac{\sum_{k=1}^n k_k h_k}{k_j \sum_{k=1}^n h_k}, \dots \dots \dots (3.38)$$

en donde la ruptura ocurre en el estrato  $j$ , el cual tiene la mayor movilidad,  $M$ . si todos los estratos fueran de igual espesor, la ecuación 3.38 se simplificaría de la siguiente manera:

$$E_{Ibt} = \frac{\sum_{k=1}^n k_k}{nk_j}, \dots \dots \dots (3.39)$$

En donde, una vez más, la ruptura ocurre en el estrato  $j$ , el cual tiene la mayor movilidad, note que la eficiencia de barrido vertical es equivalente a la eficiencia de barrido volumétrico de la sección vertical.

Si se asume un desplazamiento de tipo pistón, se puede aplicar la ecuación de Darcy, como se hizo en el desarrollo de las ecuaciones 3.37 a 3.39, a lo largo de un balance de materia para calcular la recuperación de la fase desplazada. La recuperación puede ser calculada en función del fluido inyectado ya sea antes o después de la ruptura de la fase desplazante.

### 3.7.7 Desplazamiento a una razón de Movilidad diferente a la unidad en un yacimiento lineal y estratificado, sin cruce de flujo entre los estratos.

Considerando un sistema como el anterior, figura 3.15, en un desplazamiento inmisible conducido con una caída de presión constante a través del sistema y que cualquier desplazamiento en cualquier estrato es de tipo pistón, como se observa en la figura 3.16. En donde el cruce de flujo entre los estratos es inexistente, y que existe flujo de una sola fase en cada zona, es decir, delante y detrás del frente de desplazamiento; la razón de movilidad está definida por la ecuación 3.13 y que es menor o mayor a la unidad. A razones de movilidad diferentes a la unidad, la resistencia total a través del sistema varía en función del volumen del fluido inyectado y por lo tanto el gasto de inyección varía con una caída de presión constante.

La expresión que describe el desplazamiento en solo un estrato, puede ser derivada de la ecuación de Darcy:

$$\left. \frac{k_{rd} k}{\mu_D} \frac{dp}{dx} \right|_D = \left. \frac{k_{rd} k}{\mu_{Dd}} \frac{dp}{dx} \right|_d, \dots \dots \dots (3.40)$$

De otra forma:

$$M \left. \frac{dp}{dx} \right|_D = \left. \frac{dp}{dx} \right|_d, \dots \dots \dots (3.41)$$

Ya que:

$$\Delta p = \Delta p_D + \Delta p_d, \dots \dots \dots (3.42)$$

$$\Delta p = X_f \left. \frac{dp}{dx} \right|_D + (L - X_f) \left. \frac{dp}{dx} \right|_d, \dots \dots \dots (3.43)$$

en donde  $\Delta p$  = caída de presión entre la entrada y salida del sistema,  $X_f$  = ubicación del frente de la fase desplazante (figura 3.16), y  $L$  = longitud total del sistema.

De las ecuaciones 3.41 y 3.43,

$$\Delta p = [X_f + (L - X_f)M] \left. \frac{dp}{dx} \right|_D, \dots \dots \dots (3.44)$$

De otra forma:

$$\left. \frac{dp}{dx} \right|_D = \frac{\Delta p}{[X_f + (L - X_f)M]}, \dots \dots \dots (3.45)$$

De la ecuación de Darcy:

$$v_D = \frac{dX_f}{dt} = \frac{-k_r k}{\mu_D} \left. \frac{dp}{dx} \right|_D \left( \frac{1}{\phi(1 - S_{dr} - S_{Dr})} \right), \dots \dots \dots (3.46)$$

en donde  $v_D$  = velocidad lineal de la fase del frente de desplazamiento,  $S_{dr}$  = saturación residual de la fase desplazada (figura 3.16), y  $S_{Dr}$  = saturación residual de la fase desplazante delante de la fase del frente de desplazamiento (por ejemplo la saturación de agua intersticial). Sustituyendo la ecuación 3.45 en 3.46, tenemos que:

$$\frac{dX_f}{dt} = \frac{-\lambda_{rD} k \Delta p}{[ML + (1 - M)X_f] \phi (1 - S_{dr} - S_{Dr})}, \dots \dots \dots (3.47)$$

en unidades de campo:

$$\frac{dX_f}{dt} = \frac{-0.327 \lambda_{rD} k \Delta p}{[ML + (1 - M)X] \phi (1 - S_{dr} - S_{Dr})}, \dots \dots \dots (3.48)$$

en donde  $X_f$  está en ft,  $t$  en días;  $L$  está en ft;  $k$  en darcies,  $\Delta p$  en lb/pg<sup>2</sup>;  $\lambda_{rD}$  en cp-1, y  $M$ ,  $S_{dr}$  y  $S_{Dr}$  son parámetros adimensionales.



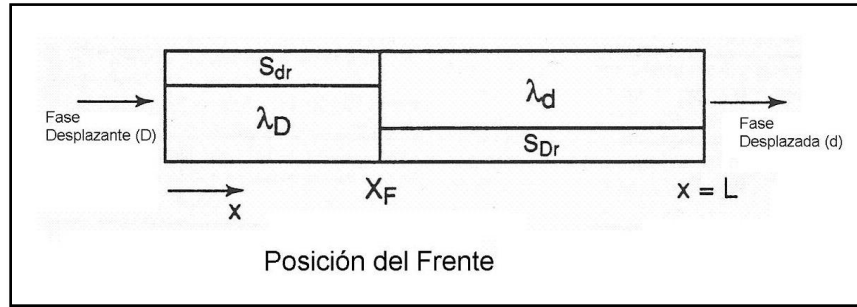


Figura 3.16 - Esquema de un desplazamiento tipo pistón en un sistema lineal.

La ecuación 3.48 es una ecuación diferencial que puede ser integrada para determinar la posición del frente de la fase desplazante,  $X_f$ , como función del tiempo de inyección,  $t$ . Separando variables e integrando:

$$MLX_f + (1 - M) \frac{X_f^2}{2} = \frac{-6.327 \lambda_{rD} k \Delta p}{\phi(1 - S_{dr} - S_{Dr})}, \dots \dots \dots (3.49)$$

de la ecuación 3.49

$$t = \frac{-\phi(1 - S_{dr} - S_{Dr})}{6.327 \lambda_{rD} k \Delta p} \left[ MLX_f + (1 - M) \frac{X_f^2}{2} \right], \dots \dots \dots (3.50)$$

y

$$X_f = \frac{-ML \pm \left[ (ML)^2 - \frac{2 \times 6.327 (1 - M) \lambda_{rD} k \Delta p}{\phi(1 - S_{dr} - S_{Dr})} \right]^{1/2}}{(1 - M)}, \dots \dots \dots (3.51)$$

Existen dos raíces para la ecuación 3.51, por lo cual hay que seleccionar la raíz correcta.

En cualquier tiempo hasta la ruptura en el estrato, el volumen de la fase desplazante inyectada está dada por:

$$V_i = A(1 - S_{dr} - S_{Dr})X_f \times \phi \frac{1}{5.615} [ft^3/bbl], \dots \dots \dots (3.52)$$

en donde  $V_i$  = volumen inyectado, bbl; y  $A$  = área de la sección del estrato,  $ft^2$ . El gasto de inyección después de la ruptura está dada por (en unidades de barriles por día):

$$i_{abt} = -1.127 \frac{k_{rd} kA \Delta p}{\mu_D L}, \dots \dots \dots (3.53)$$

y el volumen inyectado en cualquier momento después de la ruptura esta dado por:

$$V_{iabt} = V_{ibt} + i_{abt}(t-t_{bt}), \dots \dots \dots (3.54)$$

en donde  $t$  = tiempo a partir del inicio del proceso de inyección, días, y  $t_{bt}$  = tiempo de la ruptura, días.

Las ecuaciones 3.50 a 3.54 pueden ser utilizadas en sistemas de múltiples estratos para calcular los volúmenes inyectados y recuperados en función del tiempo, aplicando las ecuaciones en cada estrato del sistema.

### 3.7.8 Modelo de Dykstra-Parsons para el caso de heterogeneidad vertical.

Este modelo fue desarrollado para un desplazamiento de tipo pistón sin fugas,<sup>20, 22</sup> en donde no existe comunicación entre los diferentes estratos, los efectos de segregación gravitacional son despreciables, el sistema es un yacimiento lineal. Este método está basado en la subdivisión del yacimiento en  $n$  estratos o capas de igual espesor pero con diferentes permeabilidades, la tasa de inyección es constante, los estratos están ordenados con base en su permeabilidad en orden descendente, como se muestra en la figura 3.17.

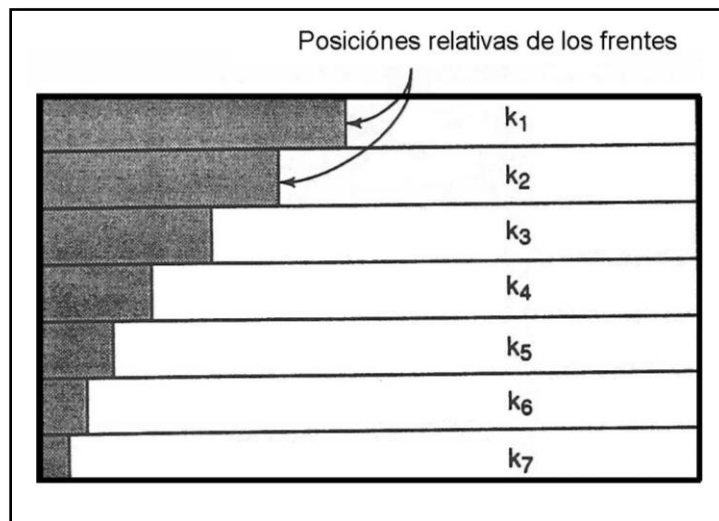


Figura 3.17 - Modelo de Dykstra - Parsons, yacimiento estratificado.<sup>20, 22</sup>

Cuando el desplazamiento es de tipo pistón, la eficiencia de barrido vertical esta dado por las ecuaciones 3.47 y 3.48, que son las siguientes:

Para  $M=1$ :

$$E_l = \frac{n_j + \sum_{k=j+1}^n \frac{k_k}{k_j}}{n}, \dots \dots \dots (3.55)$$

En donde  $n$  = número total de estratos,  $n_j$  = número de estratos invadidos de fluido, y  $k$  = permeabilidad. La ecuación 3.47 es un caso especial de la ecuación 3.30 y

3.41. Para los casos en donde  $M$  es diferente a la unidad, la eficiencia de desplazamiento está dada por:

$$E_I = \frac{\left[ n_j + \frac{(n-n_j)^M}{M-1} \frac{1}{M-1} \sum_{k=j+1}^n \left[ M^2 + \frac{k_k}{k_j} (1-M^2) \right] \right]^{1/2}}{n}, \dots \dots \dots (3.56)$$

En un desplazamiento de tipo pistón, solo el fluido desplazado es producido antes de la ruptura y no el fluido desplazado es producido después de la ruptura en un estrato en particular. Así que la razón de desplazamiento del fluido desplazado hacia el pozo productor, puede ser determinada a partir de este modelo, y esta dado por las ecuaciones 3.48 y 3.49. Este es la relación agua-aceite, WOR, para la inyección de agua,  $F_{wo}$ , para  $M=1$

$$F_{wo} = \frac{\sum_{k=1}^j k_k}{\sum_{k=j+1}^n k_k}, \dots \dots \dots (3.57)$$

Para  $M \neq 1$ ,

$$F_{wo} = \frac{\sum_{k=1}^j k_k}{\sum_{k=j+1}^n \frac{k_k}{\left[ M^2 + \frac{k_k}{k_j} (1-M^2) \right]^{1/2}}}, \dots \dots \dots (3.58)$$

La correlación para la eficiencia de barrido vertical, desarrollada por Dykstra y Parson, está en función de un parámetro que describe la variación de permeabilidad. La permeabilidad tiende a estar normalmente distribuida en escala logarítmica. Se realizaron cálculos para series hipotéticas de yacimientos divididos en 50 estratos. Las permeabilidades fueron asignadas a cada estrato en cada yacimiento, de acuerdo a una distribución normal en escala logarítmica, esta distribución fue caracterizada por un parámetro,  $V$ , la variación de permeabilidad se definió de la siguiente manera:

$$V = \frac{k_{84.1} - k_{50}}{k_{50}}, \dots \dots \dots (3.59)$$

En donde  $k_{50}$ =permeabilidad en el 50° percentil y  $k_{84.1}$ =la permeabilidad en el 84.1<sup>avo</sup> percentil.

Este modelo puede ser usado para determinar  $E_I$  en función de la variación de permeabilidad,  $V$ , y de las razones de movilidad,  $M$ , para valores de  $WOR$ ,  $F_{wo}$ .

Como ejemplo se muestran en las figuras 3.18 y 3.19 los cálculos para valores de  $F_{wo}$  de 1.0 y 25 en un yacimiento lineal. Las correlaciones muestran que la heterogeneidad y la razón de movimiento en el yacimiento, afectan de manera significativamente a la eficiencia de barrido vertical. Para estos casos no se considero el efecto de digitación como despreciable y la mayoría de los procesos reales no son de tipo pistón, por lo que los resultados son meras estimaciones del proceso.

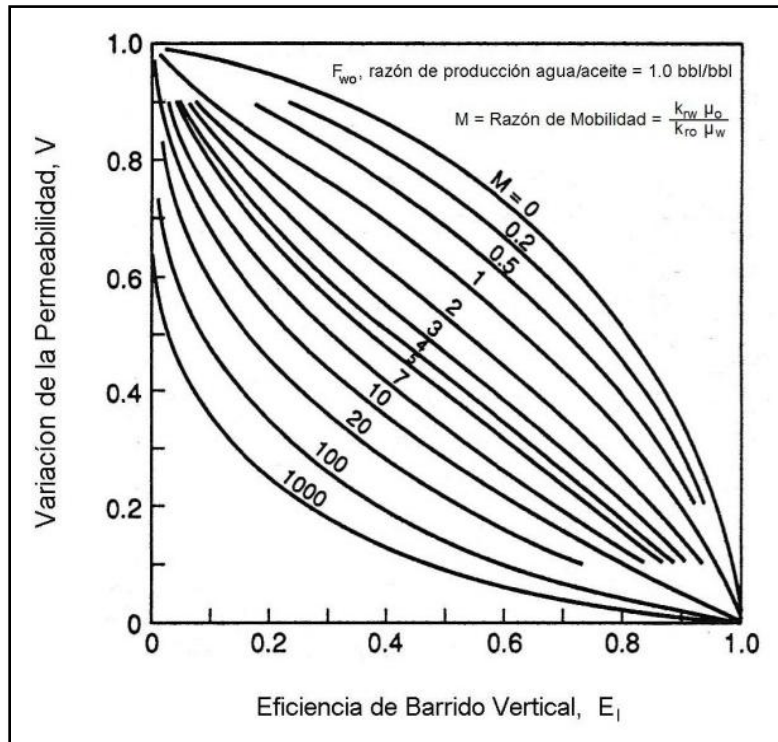


Figura 3.18 - Eficiencia de Barrido Vertical en función de la variación de permeabilidad y de la razón de movilidad, para una WOR de 1.0, en un sistema lineal.<sup>20</sup>

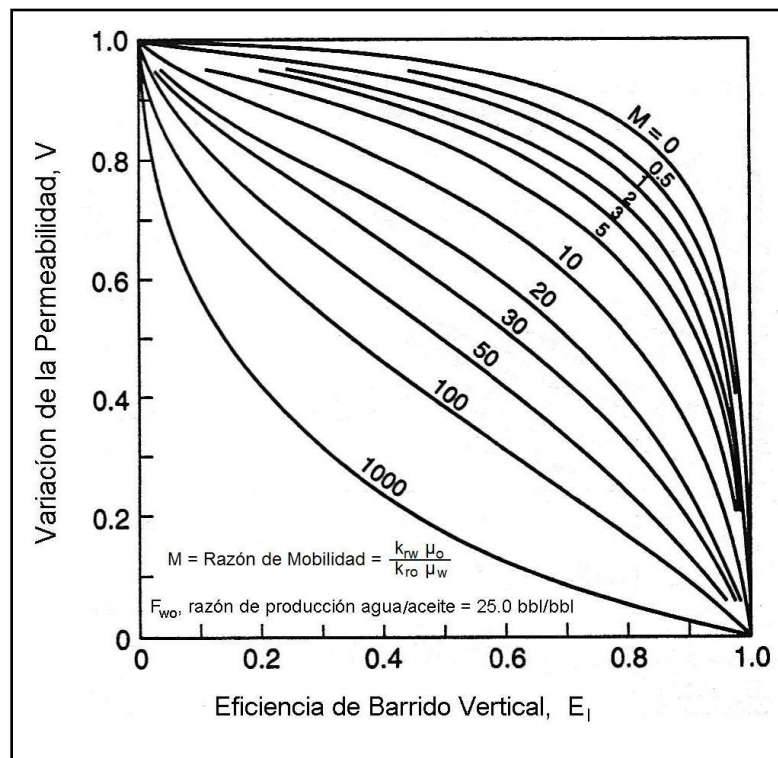


Figura 3.19 - Eficiencia de Barrido Vertical en función de la variación de permeabilidad y de la razón de movilidad para una WOR de 25.0, en un sistema lineal.<sup>20</sup>

### 3.8 Eficiencia de desplazamiento volumétrico.

Las eficiencia de desplazamiento tanto areal como vertical han sido determinadas por lo general por modelos matemáticos o físicos de dos dimensiones. La eficiencia de barrido areal ha sido determinada por mediante el uso de modelos areales en donde se simularon algunos arreglos entre pozos. En esos estudios, los efectos del barrido vertical fueron minimizados mediante el uso de la homogeneidad. Las eficiencias de barrido vertical por lo general, han sido determinadas mediante el uso de modelos lineales de múltiples estratos (heterogeneidad vertical). Los efectos areales han sido minimizados mediante el uso del flujo lineal. El uso de modelos 3D como base de las correlaciones que determinan  $E_A$  o  $E_V$  resulta muy complicado, debido a que dichas eficiencias no son realmente independientes, por ejemplo, la influencia de la segregación gravitacional en el barrido vertical en un patrón de pozos tipo five-spot, será afectado por la geometría 3D del yacimiento y por cualquier heterogeneidad vertical, tales como las diferentes propiedades que existieran en los diferentes estratos.

La eficiencia de barrido volumétrico debe determinarse con base en la naturaleza 3D del yacimiento, los métodos para determinar dicha eficiencia caen dentro de dos clasificaciones: (1) una clasificación está basada en la aplicación directa de modelos 3D. Mientras que un limitado número de estudios que han sido conducidos mediante el uso de modelos físicos, la aplicación de simuladores numéricos tiene un mayor potencial. Esta aproximación es limitada por el número de bloques que se usen y esto afecta a la veracidad de los cálculos, esta limitante es especialmente cierta en los desplazamientos con fluidos miscibles o cercanos a la miscibilidad. (2) la segunda clasificación está basada en un modelo estratificado del yacimiento, este es dividido en varios estratos no comunicados, el desplazamiento es calculado en cada estrato con las correlaciones o cálculos basado en un modelo areal 2D. Los comportamientos en cada estrato serán sumados para obtener la eficiencia volumétrica.

#### 3.8.1 Barrido Volumétrico basado en modelos físicos, patrón tipo five-spot.

Craig *et al.*,<sup>5</sup> realizó un estudio de eficiencia de desplazamiento volumétrico en función de la razón viscosidad/gravedad, además usaron modelos físicos en un estudio con un patrón tipo five-spot. Los modelos consistían de paquetes de arenas no consolidadas, representando un octavo de un patrón tipo five-spot, las longitudes de los modelos fueron de 46 pulgadas entre los agujeros de los pozos y 4 pulgadas de espesor. Los factores de escala fueron tales que representaban un área de 10 acres en un patrón tipo five-spot. Las inyecciones de gas y líquido inmisible fueron simuladas con los modelos.

En otro estudio se utilizó cromatografía computarizada (CT) para escanear la eficiencia de desplazamiento volumétrico en un modelo 3D usando un patrón del tipo five-spot, el modelo fue físicamente escalado con grupos adimensionales,

además realizaron los desplazamientos de forma miscible a diferentes razones de Movilidad y con fluidos de diferentes densidades.

Los resultados de ambos estudios están consolidados en la figura 3.20, en donde  $E_V$  a la ruptura de la fase desplazante esta correlacionada en función de la razón de viscosidad/gravedad,  $R_{v/g,5}$ . En unidades comunes, la razón quedaría de la siguiente forma:

$$R_{v/g,5} = \frac{512i\mu_d}{k_H\Delta\rho y^2} \dots \dots \dots (3.60)$$

En donde  $i$  esta en barriles por día;  $\mu_d$  esta en cp;  $k$  esta en md;  $\Delta\rho$  esta en gramos por centímetro cubico y,  $y$  está en pies.

El barrido volumétrico a la ruptura decrece con el incremento de la razón de Movilidad y con el decremento de las fuerzas de viscosidad y de gravedad.

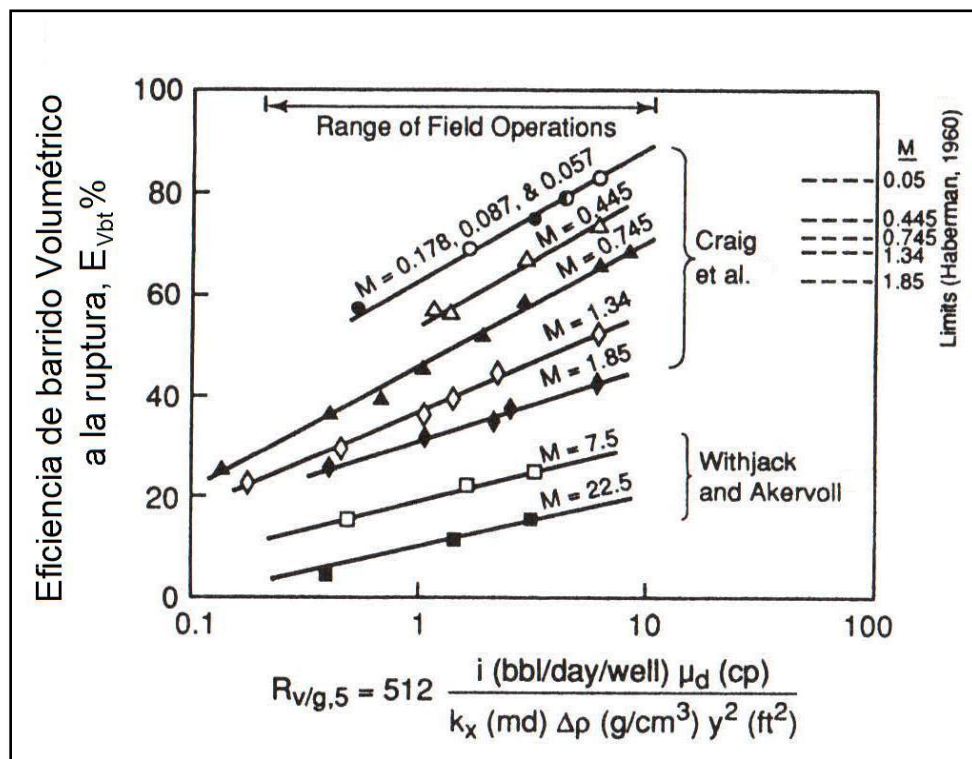


Figura 3.20 - Eficiencia de desplazamiento Volumétrico a la ruptura en función de la razón de las fuerzas de viscosidad/gravedad.<sup>5</sup>

**Ejemplo 3.4 - Cálculo de la eficiencia de desplazamiento Volumétrico en un patrón homogéneo tipo five-spot en el cual la segregación gravitacional es posible.**

Considere el problema de una inyección de agua mostrado en la figura 3.21, en donde se tiene los siguientes datos:

$$h = 20 \text{ ft}$$

$$\phi = 0.20$$

$$S_{oi} = 0.80$$

$$\mu_o = 5 \text{ cp}$$

$$\mu_w = 1.0 \text{ cp}$$

$$B_o = 1.0 \text{ RB/STB}$$

$$k = 50 \text{ md}$$

$$k_{rw} = 0.27 @ S_{or} \text{ de } 0.25$$

$$k_{ro} = 0.94 @ S_{iw} \text{ de } 0.20$$

$$\rho_w = 1.00 \text{ g/cm}^3$$

$$\rho_o = 0.75 \text{ g/cm}^3$$

$$i = 120 \text{ B/D}$$

1. Estime los barriles de aceite recuperados a la ruptura del agua, asumiendo que los efectos de la segregación gravitacional son despreciables.
2. Estime los barriles de aceite recuperados a la ruptura del agua, tomando en cuenta los efectos de la segregación gravitacional.

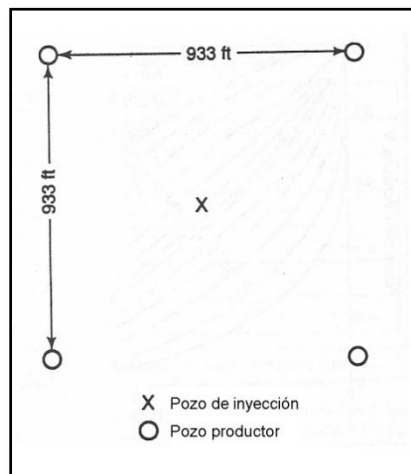


Figura 3.21 - Patrón de pozos, ejemplo 3.4.

*Solución:*

1. Cálculo del aceite recuperado a la ruptura sin los efectos de la gravedad, aplique la figura 3.4, la correlación de Habermann,<sup>23</sup> para calcular M:

$$M = \left( \frac{k_{rw}}{\mu_w} \right) \left( \frac{\mu_o}{k_{ro}} \right)$$

$$= 0.27/1.0 \times 5.0/0.94$$

$$= 1.4.$$

De la curva superior de la figura 3.4,  $E_{Abt} = 0.65$  (eficiencia de barrido a la ruptura).

$$\begin{aligned} N_p &= V_p (S_{oi} - S_{or}) E_{Abt} \\ &= (933 \text{ ft}^2 \times 20 \text{ ft} \times 0.20) \left( \frac{1}{5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}} \right) (0.80 - 0.25) 0.65 \\ &= 221,700 \text{ bbl.} \end{aligned}$$

2. Calcule el aceite recuperado a la ruptura tomando en cuenta el efecto gravitacional, aplique la Figura 3.20, la correlación de Craig et al.,<sup>5</sup> para calcular  $R_{v/g,5}$ :

$$\begin{aligned} R_{v/g,5} &= 512i\mu_o/k\Delta\rho y^2 \\ &= \frac{512(120)(5.0)}{50(1.00 - 0.875)(20)^2} \\ &= 123. \end{aligned}$$



# Capítulo 4

## DESPLAZAMIENTO EN SISTEMAS LINEALES

### 4.1 Comportamiento de la inyección de agua – ecuaciones de avance frontal.

#### 4.1.1 Ecuaciones de avance frontal y relacionadas.

Esta sección describe la aplicación de la teoría de avance frontal para el desplazamiento de aceite por agua en un sistema lineal. Para la discusión, la roca es considerada homogénea con porosidad  $\phi$ , permeabilidad  $k$ , longitud  $L$ , área de la sección transversal  $A$ . El agua en la roca está inicialmente a la saturación intersticial,  $S_{iw}$ . La saturación de agua intersticial se define como la saturación a la cual el agua permanece inmóvil; es decir, la permeabilidad relativa al agua,  $k_{rw}$ , es cero. Así mismo, no hay saturación de gas. Cuando el agua es inyectada dentro del sistema lineal a un gasto suficiente como para que las suposiciones de avance frontal apliquen, cada saturación,  $S_w$ , viaja a una velocidad constante a través del sistema. Dicha velocidad está dada por la ecuación 4.1. Esta ecuación, llamada de avance frontal, o ecuación de Buckley-Leverett, derivada por Willhite<sup>1</sup> como:

$$\frac{dx_{S_w}}{dt} = \frac{q_t}{A\phi} \left( \frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S=S_w}, \dots \dots \dots (4.1)$$

Donde  $x_{S_w}$  = ubicación de la saturación de agua,  $S_w$ , medida desde  $x = 0$ ,  $A$  = área de la sección transversal,  $\phi$  = porosidad,  $q_t$  = gasto de inyección,  $f_w$  = flujo fraccional de agua,  $t$  = tiempo desde el inicio de la inyección. Cualquier juego de unidades consistentes puede ser utilizado.

Cuando el sistema es horizontal y la fuerza de gravedad y capilaridad son despreciables, el flujo fraccional de agua puede calcularse de la ecuación 4.2.

$$f_w = (k_w/\mu_w)/(k_o/\mu_o + k_w/\mu_w), \dots \dots \dots (4.2)$$

Donde  $k_w$  = permeabilidad de la roca al agua,  $k_o$  = permeabilidad de la roca al aceite,  $\mu_w$  = viscosidad del agua,  $\mu_o$  = viscosidad del aceite, y  $f_w$  es adimensional.

La figura 4.1 es una gráfica típica de flujo fraccional contra saturación. La derivada,  $\partial f_w/\partial S_w$ , puede evaluarse gráficamente construyendo las tangentes a la curva  $f_w$ - $S_w$  a una saturación dada o numéricamente si las permeabilidades relativas  $k_{ro}(S_w)$  y  $k_{rw}(S_w)$ , están disponibles. Para un gran número de combinaciones de propiedades de roca y fluido, la solución avance frontal se caracteriza por una discontinuidad en la saturación del frente de inyección donde



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

la saturación de agua va desde  $S_{iw}$  hasta  $S_{wf}$ , la saturación del frente de inyección. Esta discontinuidad ocurre debido a la baja velocidad de saturación del agua ( $<S_{wf}$ ) son menores que la velocidad de la saturación del frente de inyección y por lo tanto son alcanzadas por esta saturación.

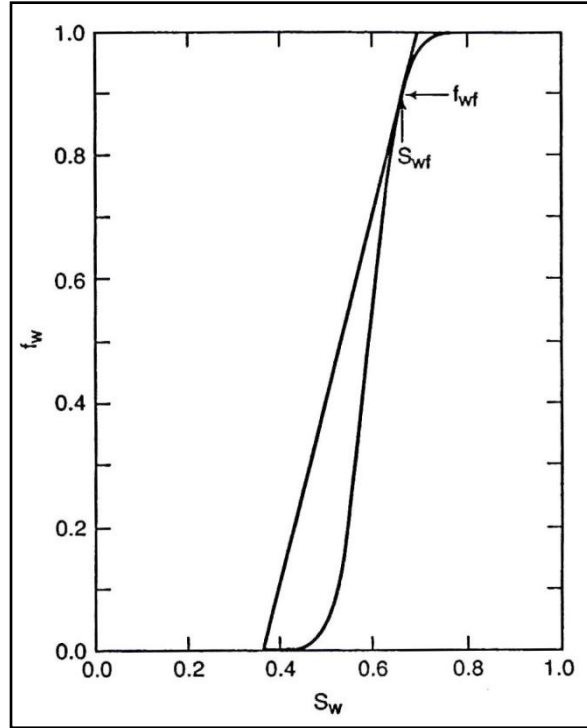


Figura 4.1 - Flujo fraccional vs. Saturación.

La saturación del frente de inyección se obtiene construyendo una tangente a la curva de flujo fraccional a partir de  $S_{iw}$ , cuando el agua en la roca está inicialmente a la saturación inicial –es decir, inmóvil, como se representa en la figura 4.1. La pendiente de la tangente está dada por:

$$\dot{f}_{wf} = (f_{wf} - f_{iw}) / (S_{wf} - S_{iw}), \dots \dots \dots (4.3)$$

Donde  $f_{wf}$  = flujo fraccional de agua a la saturación del frente de inyección,  $f_{iw}$  = flujo fraccional de agua, igual a cero, a la saturación de agua intersticial,  $S_{wf}$  = saturación del frente de inyección, y  $S_{iw}$  = saturación de agua intersticial.

El frente de inyección o discontinuidad en la saturación viaja a una velocidad dada por:

$$v_{wf} = (q_t / A\phi) (\partial f_w / \partial S_w) S_{wf}, \dots \dots \dots (4.4)$$

Cuando la saturación de agua intersticial está inmóvil, como se ilustra en la figura 4.1,  $f_{iw} = 0$  y la  $v_{wf}$  está dada por:

$$v_{wf} = (q_t/A\phi)[f_{wf}/(S_{wf} - S_{iw})], \dots \dots \dots (4.5)$$

Todas las saturaciones menores que  $S_{wf}$  viajan a la velocidad del frente de inyección.

La ecuación 4.3 es además una expresión de la conservación de masa a través de una discontinuidad de saturación como lo es el frente de inyección, a veces llamado "shock wave u onda de choque", el cual viaja por la roca porosa. Esto es discutido en la sección 4.3.1.

La ubicación de una saturación en particular se encuentra integrando la ecuación 4.1 con respecto al tiempo para obtener

$$x_{S_w} = (q_t t/A\phi)(\partial f_w/\partial S_w), \dots \dots \dots (4.6)$$

Debido a que la velocidad de cada saturación es constante, la grafica de ubicación de saturación contra tiempo es un conjunto de líneas rectas que salen del origen. Esta grafica es a menudo trazada en forma adimensional introduciendo los siguientes términos en la ecuación 4.6.

$$x_D = x/L, \dots \dots \dots (4.7)$$

Donde  $x_D$  = distancia adimensional desde el origen.

$$t_D = q_t t/A\phi L, \dots \dots \dots (4.8)$$

Donde  $t_D$  = tiempo adimensional (lo mismo que  $Q_i$ , el número de PV's de fluido inyectado). La ecuación 4.6 se convierte en:

$$x_{DS_w} = t_D \dot{f}_w \dots \dots \dots (4.9)$$

La figura 4.2 es una gráfica distancia/tiempo adimensional para el movimiento de la saturación de agua pronosticadas por la ecuación de avance frontal. Las saturaciones  $S_{iw} < S_w < S_{wf}$  viajan a la misma velocidad y están ubicadas en la trayectoria del frente de inyección. La región adelante del frente de inyección tiene una saturación uniforme. Las saturaciones mayores que  $S_{wf}$  viajan a velocidades cada vez menores, como lo indican las pendientes decrecientes en la figura 4.2 y la distribución en forma de abanico en la grafica  $x_D/t_D$ . Esta región es a veces conocida como onda de propagación.

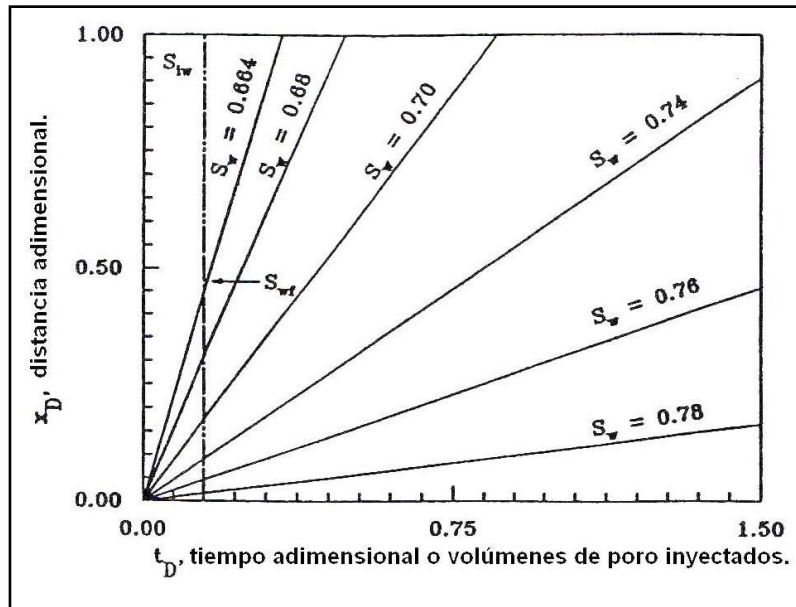


Figura 4.2- Diagrama  $x_D/t_D$  para una inyección de agua.<sup>20</sup>

Los perfiles de saturación o registros (historia) de saturación pueden ser contruidos realizando cortes transversales a través de la grafica tiempo/distancia. Un perfil de saturación es una grafica de la ubicación de todas las saturaciones a lo largo de una sección transversal en un tiempo fijo, como es ilustrado por la línea punteada en  $t_D = 0.15$  en la figura 4.2. La figura 4.3 muestra el perfil de saturación en  $t_D = 0.15$  que fue obtenido de la figura 4.2. La historia de saturación es la gráfica de saturación contra tiempo en un valor particular de  $x_D$ . Un diagrama de saturación de agua contra  $t_D$  para  $x_D = 1$ , mostrado en la figura 4.4, ilustra la llegada de las saturaciones de agua al final del sistema lineal.

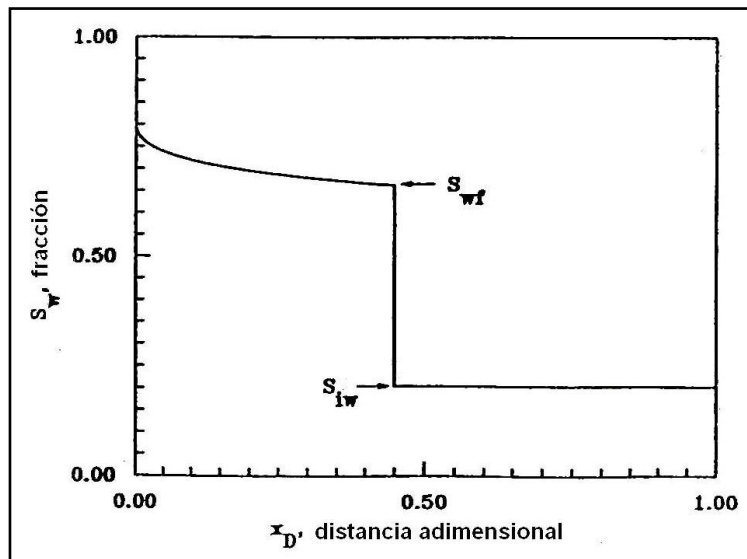


Figura 4.3- Perfil de saturación en  $t_D = 0.15$ .

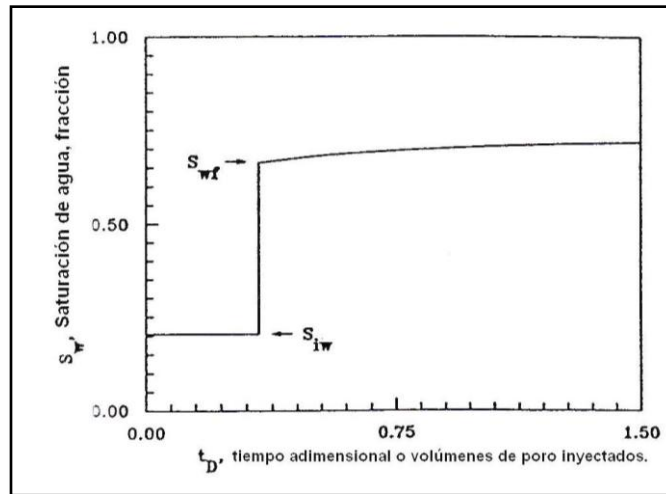


Figura 4.4 - Historia de saturación en  $x_D = 1$  (salida del sistema).

El comportamiento de desplazamiento se obtiene determinando la saturación promedio de la región desplazada por agua. Antes de la ruptura (llegada de la saturación del frente de inyección a  $x_D = 1$ ), únicamente aceite es producido y el volumen de dicho aceite es igual al agua inyectada hasta el rompimiento. En la ruptura, el volumen de aceite producido, expresado como una función de PV, es  $t_{Dbt}$ , dado por:

$$t_{Dbt} = 1/\hat{f}_{wf} , \dots \dots \dots (4.10)$$

Después de la ruptura, el volumen de aceite desplazado esta dado por:

$$N_p = (\bar{S}_w - S_{iw})A\phi L/B_o , \dots \dots \dots (4.11)$$

Donde  $N_p$  = barriles de aceite desplazado en tanque de almacenamiento,  $\bar{S}_w$  = saturación de agua promedio en el sistema lineal, y  $B_o$  = Factor de volumen de aceite (oil FVF).

La saturación de agua promedio a cualquier tiempo después de la ruptura se calcula de la ecuación de Welge dada por:

$$\bar{S}_w = S_{w2} + t_{D2}(1 - f_{w2}), \dots \dots \dots (4.12)$$

Donde  $S_{w2}$  = saturación de agua en  $x_D = 1$ ,  $f_{w2}$  = flujo fraccional de agua en  $x_D = 1$ , y  $t_{D2}$  = tiempo adimensional requerido para propagar la saturación  $S_{w2}$  desde la entrada del sistema ( $x_D = 0$ ) hasta el final del sistema ( $x_D = 1$ ). El valor de  $t_{D2}$  se obtiene de:

$$t_{D2} = 1/\hat{f}_{w2} \dots \dots \dots (4.13)$$

$\bar{S}_w$  puede también ser determinada gráficamente, como lo muestra Willhite.<sup>1</sup>

El ejemplo 4.1 muestra la solución de la ecuación de avance frontal para una inyección de agua en un núcleo lineal inicialmente a la saturación de agua intersticial.

**Ejemplo 4.1 – Aplicación de las ecuaciones de avance frontal–Inyección lineal de agua.**

Un núcleo es saturado con aceite y el agua está a la saturación de agua intersticial. La tabla 4.1 proporciona las propiedades del núcleo, fluido y saturación. Elabórese lo siguiente:

1. Una grafica  $x_D/t_D$  distancia adimensional, tiempo adimensional que muestre el desplazamiento hasta que la  $WOR = 50$  es alcanzada al final del sistema.
2. Un perfil de saturación cuando el frente de inyección está ubicado en  $x_D = 0.75$ .
3. El volumen de aceite desplazado desde el inicio de la inyección de agua hasta la  $WOR = 50$ .

Tabla 4.1 - PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDO, EJEMPLO 4.1

Propiedad	Valor
$\phi$	0.20
$S_{iw}$	0.30
$S_{or}$	0.30
$\mu_o$ , cp	40
$\mu_w$ , cp	1
$B_o$ , bbl/STB	1.0

Las relaciones de la permeabilidad relativa están dadas por

$$k_{ro} = \alpha_1(1 - S_{wD})^m, \dots \dots \dots (4.14)$$

Y

$$k_{rw} = \alpha_2 S_{wD}^n, \dots \dots \dots (4.15)$$

Donde  $\alpha_1 = 0.8$ ,  $\alpha_2 = 0.2$ ,  $m = 2$ ,  $n = 2$ , y

$$S_{wD} = (S_w - S_{iw}) / (1 - S_{or} - S_{iw}), \dots \dots \dots (4.16)$$

Donde  $S_{or}$  = saturación de aceite residual de la inyección de agua (ROS). Se asume que  $B_o = B_w = 1.0$ .

Solución:

La construcción del diagrama distancia/tiempo, perfil de saturación, y el comportamiento del desplazamiento requieren la determinación de la saturación del frente de inyección y derivadas de la curva de flujo fraccional a diversos valores de saturación. Para este ejemplo,  $S_{wf} = 0.4206$  y  $f_{w2} = 0.65076$ . La

pendiente de la tangente a la curva de flujo fraccional desde  $f_w = 0$ ,  $S_{iw} = 0.30$  es encontrada con la ecuación 4.3:

$$\begin{aligned}\hat{f}_{wf} &= (f_{wf} - f_{iw}) / (S_{wf} - S_{iw}) \\ &= (0.65076 - 0.0) / (0.4206 - 0.3) \\ &= 5.396.\end{aligned}$$

Cuando la inyección llega al final del sistema lineal ( $x_D = 1.0$ )  $S_{w2} = S_{wf}$ ,

$$\begin{aligned}t_{D2} &= 1 / \hat{f}_w \\ &= 1 / 5.396 \\ &= 0.185.\end{aligned}$$

La saturación de agua promedio en  $t_{D2} = 0.185$  se calcula con la ecuación 4.12:

$$\begin{aligned}\bar{S}_w &= S_{w2} + t_{D2}(1 - f_{w2}) \\ &= 0.4206 + 0.185(1 - 0.6508) \\ &= 0.485\end{aligned}$$

La tabla 4.2 muestra otras saturaciones y parámetros calculados.

TABLA 4.2 - RESUMEN DE CÁLCULOS DE SATURACIÓN PROMEDIO DE AGUA, EJEMPLO 4.1.,  
RUPTURA @ WOR > 50

$S_{w2}$	$f_{w2}$	$f'_{w2}$	$t_{D2}$	$\bar{S}_w$
0.4206	0.65076	5.39578	0.18533	0.4853
0.4262	0.67991	5.03890	0.19846	0.4897
0.4318	0.70708	4.68777	0.21332	0.4943
0.4374	0.73232	4.34687	0.23005	0.4989
0.4430	0.75569	4.01949	0.24879	0.5037
0.4485	0.77727	3.70789	0.26970	0.5086
0.4541	0.79716	3.41350	0.29295	0.5136
0.4597	0.81545	3.13708	0.31877	0.5185
0.4653	0.83225	2.87883	0.34736	0.5236
0.4709	0.84766	2.63857	0.37899	0.5286
0.4765	0.86177	2.41585	0.41393	0.5337
0.4821	0.87469	2.20995	0.45250	0.5388
0.4877	0.88650	2.02007	0.49503	0.5438
0.4932	0.89729	1.84530	0.54192	0.5489
0.4988	0.90715	1.68468	0.59358	0.5540
0.5044	0.91614	1.53725	0.65051	0.5590
0.5100	0.92435	1.40505	0.71324	0.5640
0.5156	0.93183	1.27817	0.78237	0.5689
0.5212	0.93865	1.16472	0.85857	0.5739
0.5268	0.94487	1.06086	0.94263	0.5787
0.5324	0.95053	0.96581	1.03541	0.5836
0.5380	0.95568	0.87882	1.13789	0.5884
0.5435	0.96036	0.79922	1.25123	0.5931
0.5491	0.96462	0.72637	1.37671	0.5978
0.5547	0.96849	0.65970	1.51585	0.6025
0.5603	0.97200	0.59866	1.67039	0.6071
0.5659	0.97519	0.54278	1.84237	0.6116
0.5715	0.97808	0.49160	2.03418	0.6161
0.5771	0.98069	0.44471	2.24865	0.6205



1. La gráfica distancia tiempo se construye determinando el tiempo en el que cada saturación llega al final del sistema ( $x_D = 1.0$ ) y trazando una línea recta desde este punto al origen. Puesto que la ecuación 4.13 es aplicable,

$$t_{D2} = 1/\hat{f}_{w2}.$$

A  $S_{w2} = 0.538$ ,  $\hat{f}_{w2} = 0.87882$ . Por lo tanto,

$$\begin{aligned} t_{D2} &= 1/\hat{f}_{w2} \\ &= 1/0.87882 \\ &= 1.13789. \end{aligned}$$

La grafica distancia/tiempo mostrada en la figura 4.5 fue hecha trazando una línea desde el origen ( $x_D = 0$ ,  $t_D = 0$ ) hasta el final del sistema ( $x_D = 1$ ) para los tiempos de llegada seleccionados de las saturaciones de agua ( $t_D = t_{D2}$ ).

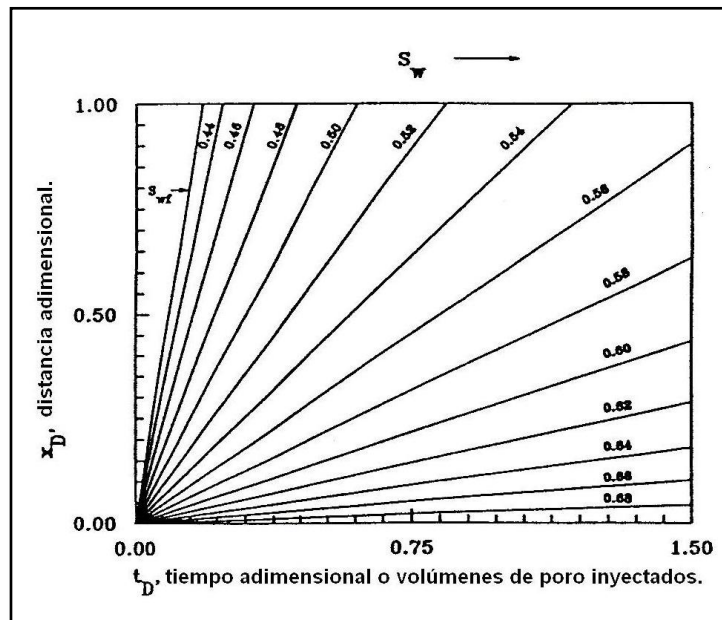


Figura 4.5 - Gráfica  $x_D/t_D$  para los parámetros del ejemplo 4.1.<sup>20</sup>

2. El perfil de saturación cuando el frente de inyección está en  $x_D = 0.75$  es el emplazamiento de todas las saturaciones al correspondiente valor de  $t_D$ . De la ecuación de avance frontal,

$$\begin{aligned} t_D &= x_{Df}/\hat{f}_{wf} \\ &= 0.75/\hat{f}_{wf} \\ &= 0.139. \end{aligned}$$

La ubicación de las otras saturaciones ( $S_{wf} < S_w < 1-S_{or}$ ) en  $t_D = 0.139$  se obtienen de la ecuación 3.9,

$$x_{DS_w} = t_D f_w.$$

A  $S_w = 0.560$ ,  $f_w = 0.60183$ . Por lo tanto,

$$\begin{aligned} x_{Dw} &= (0.75)(0.60183) \\ &= 0.0837. \end{aligned}$$

El perfil de saturación calculado se proporciona en la tabla 4.3 y se representa en la figura 4.6. En la tabla 4.3, las distancias fueron determinadas en incrementos de 0.02 unidades de saturación desde  $S_w = 1-S_{or}$  hasta  $S_{wf}$ .

TABLA 4.3 - PERFIL DE SATURACIÓN EN  $x_D = 0.75$ , EJEMPLO 4.1,  $t_D = 0.75$

$S_w$	$f_w$	$x_D$
0.70	0.00000	0.000
0.68	0.02914	0.00405
0.66	0.06842	0.00951
0.64	0.12137	0.01687
0.62	0.19289	0.02681
0.60	0.28982	0.04028
0.58	0.42169	0.05861
0.56	0.60183	0.08365
0.54	0.84880	0.11798
0.52	1.18799	0.16513
0.50	1.65289	0.22975
0.48	2.28437	0.31752
0.46	3.12370	0.43419
0.44	4.19083	0.58251
0.4206*	5.3958	0.75
0.30		0.75
0.30		1.00

\* $S_{wf}$ .

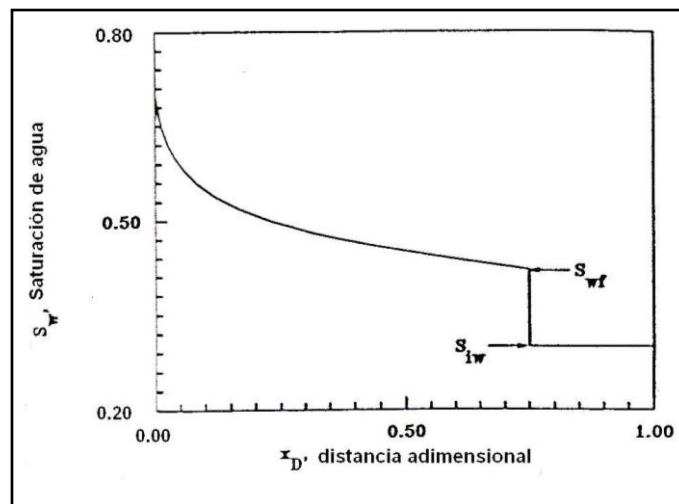


Figura 4.6 - Perfil de saturación cuando  $x_D = 0.75$ , ejemplo 4.1.

TABLA 4.4 - ESTIMACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE DESPLAZAMIENTO, EJEMPLO 4.1, INYECCIÓN DE AGUA LINEAL A LA SATURACIÓN DE AGUA INTERSTICIAL.

$S_{w2}$	$t_D$	$F_{wo}$ (bbl/bbl)	$N_p/A\phi L$ (PV)
0.30	0.00000	0.00000	0.00000
0.30	0.01853	0.00000	0.01853
0.30	0.03707	0.00000	0.03707
0.30	0.05560	0.00000	0.05560
0.30	0.07413	0.00000	0.07413
0.30	0.09266	0.00000	0.09266
0.30	0.11120	0.00000	0.11120
0.30	0.12973	0.00000	0.12973
0.30	0.14826	0.00000	0.14826
0.4206	0.18533	1.86332	0.18533
0.4262	0.19846	2.12410	0.18972
0.4318	0.21332	2.41390	0.19427
0.4374	0.23005	2.73576	0.19895
0.4430	0.24879	3.09308	0.20374
0.4485	0.26970	3.48969	0.20861
0.4541	0.29295	3.92990	0.21356
0.4597	0.31877	4.41858	0.21855
0.4653	0.34736	4.96123	0.22358
0.4709	0.37899	5.56411	0.22863
0.4765	0.41393	6.23434	0.23370
0.4821	0.45250	6.98001	0.23878
0.4877	0.49503	7.81043	0.24385
0.4932	0.54192	8.73625	0.24891
0.4988	0.59358	9.76974	0.25395
0.5044	0.65051	10.92510	0.25897
0.5100	0.71324	12.21878	0.26397
0.5156	0.78237	13.66995	0.26893
0.5212	0.85857	15.30101	0.27386
0.5268	0.94263	17.13829	0.27874
0.5324	1.03541	19.21285	0.28359
0.5380	1.13789	21.56150	0.28839
0.5435	1.25123	24.22817	0.29313
0.5491	1.37671	27.26550	0.29783
0.5547	1.51585	30.73700	0.30248
0.5603	1.67039	34.71980	0.30707
0.5659	1.84237	39.30822	0.31160
0.5715	2.03418	44.61852	0.31607
0.5771	2.24865	50.79517	0.32048

3. El comportamiento del desplazamiento se obtiene calculando la saturación de agua promedio con la ecuación 4.12. La tabla 4.4 resume los resultados del comportamiento de desplazamiento como una fracción del PV,  $N_p/(A\phi L)$ , determinado de la ecuación 4.11:

$$N_p [(\bar{S}_w - S_{iw})/B_o] A\phi L.$$

Por lo tanto,  $N_p/A\phi L = (\bar{S}_w - S_{iw})/B_o$ .

De la tabla 4.2 a una  $S_{w2} = 0.5547$ ,  $\bar{S}_w = 0.6025$  y

$$\begin{aligned} N_p/A\phi L &= 0.6025 - 0.3 \\ &= 0.3025 \text{ cuando } B_o = 1.0. \end{aligned}$$

$F_{wo}$ , la WOR de la producción, se calcula reordenando la ecuación de flujo fraccional (ecuación 4.2). Puesto que

$$f_w = q_w / (q_w + q_o), \dots \dots \dots (4.17)$$

Donde  $q_w$  = gasto de agua y  $q_o$  = gasto de aceite, y

$$F_{wo} = (q_w / q_o)(B_o / B_w), \dots \dots \dots (4.18)$$

Entonces

$$F_{wo} = [f_w / (1 - f_w)](B_o / B_w) \dots \dots \dots (4.19)$$

**4.1.2 Desplazamiento del agua intersticial.**

Durante una inyección de agua, el agua inyectada desplaza al agua intersticial así como al aceite. El movimiento del agua intersticial durante una inyección puede ser analizado con el uso de un modelo simple. Este modelo, con algunas modificaciones, también será útil para analizar el movimiento de los químicos usados para mejorar la recuperación de aceite debido al incremento de la viscosidad o la alteración de la tensión interfacial (IFT). El agua intersticial es químicamente distinta del agua inyectada pero es desplazada en miscibilidad. Se asume que ninguna mezcla sucede entre los fluidos inyectados y los intersticiales, de tal manera que existe una frontera distinguible entre el agua inyectada y la intersticial como si el proceso de desplazamiento fuera similar al de un pistón. Bajo estas suposiciones, el agua intersticial será distribuida en el perfil de saturación como se describe en la figura 4.7.

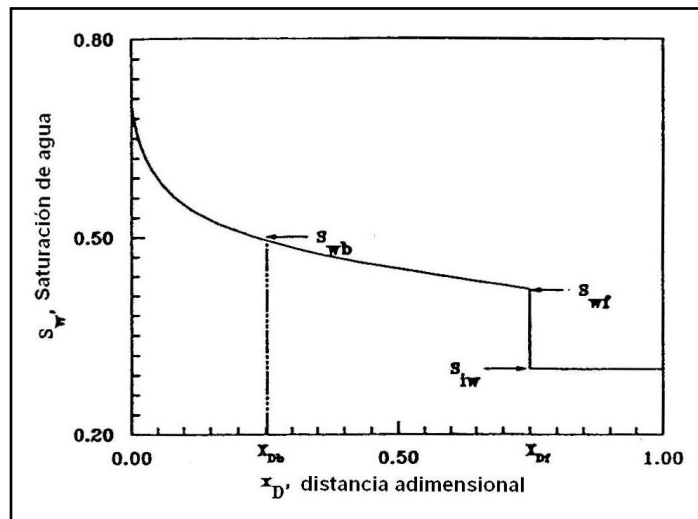


Figura 4.7 - Perfil de saturación mostrando el agua intersticial desplazada por el fluido inyectado.

La localización de la frontera entre el agua inyectada y la intersticial,  $x_{Db}$ , a cualquier tiempo puede encontrarse aplicado un balance de materia al agua

intersticial. Debido a que el volumen del agua intersticial se conserva y no hay agua desplazada del sistema lineal bajo las condiciones que fueron consideradas,

$$A\phi x_f S_{iw} = \int_{x_b}^{x_f} A\phi S_w dx$$

$$= A\phi \bar{S}_{wb} (x_f - x_b), \dots \dots \dots (4.20)$$

Donde  $\bar{S}_{wb}$  = saturación promedio de agua en el intervalo entre  $x_b$  y  $x_f$ .

$\bar{S}_{wb}$ , puede calcularse utilizando una versión expandida de la ecuación de Welge desarrollada por Craig.<sup>21</sup> De Willhite<sup>1</sup>, la saturación promedio de agua entre el intervalo  $x_1 \leq x \leq x_2$  obtenida con la solución de avance frontal está dada por:

$$\bar{S}_w = \frac{x_2 S_{w2} - x_1 S_{w1}}{x_2 - x_1} - \left( \frac{q_t t}{A\phi} \right) \left( \frac{f_{w2} - f_{w1}}{S_{w2} - S_{w1}} \right) \dots \dots \dots (4.21)$$

En este caso,

$$\bar{S}_{wb} = \frac{x_f S_{wf} - x_b S_{wb}}{x_f - x_b} - \left( \frac{q_t t}{A\phi} \right) \left( \frac{f_{wf} - f_{wb}}{S_{wf} - S_{wb}} \right) \dots \dots \dots (4.22)$$

Substituyendo en la ecuación 3.20 y reordenando términos obtenemos

$$x_f S_{iw} = x_f S_{wf} - x_b S_{wb} - (q_t t / A\phi) (f_{wf} - f_{wb}) \dots \dots \dots (4.23)$$

De otra forma:

$$x_f (S_{wf} - S_{iw}) = x_b S_{wb} + (q_t t / A\phi) (f_{wf} - f_{wb}) \dots \dots \dots (4.24)$$

De la ecuación de avance frontal,

$$x_f = (q_t t / A\phi) [f_{wf} / (S_{wf} - S_{iw})] \dots \dots \dots (4.25)$$

Substituyendo la ecuación 4.25 en la ecuación 4.24 obtenemos

$$x_b = (q_t t / A\phi) (f_{wb} / S_{wb}) \dots \dots \dots (4.26)$$

Debido a que la localización de  $S_{wb}$  también debe satisfacer la solución de avance frontal,

$$x_b = (q_t t / A\phi) (\partial f_w / \partial S_w)_{S_{wb}} \dots \dots \dots (4.27)$$

Equiparando la ecuación 4.26 con la ecuación 4.27 obtenemos

$$(\partial f_w / \partial S_w)_{S_{wb}} = f_{wb} / S_{wb} \dots \dots \dots (4.28)$$

Por lo tanto, la derivada de la curva de flujo fraccional con una pendiente  $f_{wb}/S_{wb}$  es la pendiente de una línea que va desde el origen ( $f_w = 0$ ,  $S_w = 0$ ) y que es tangente a la curva de flujo fraccional, como se muestra en la figura 4.8. Los valores de  $f_{wb}$  y  $S_{wb}$  son determinados por la intersección de la tangente. Para el problema del ejemplo 4.1,  $f_{wb} = 0.8989$  y  $S_{wb} = 0.4941$ .

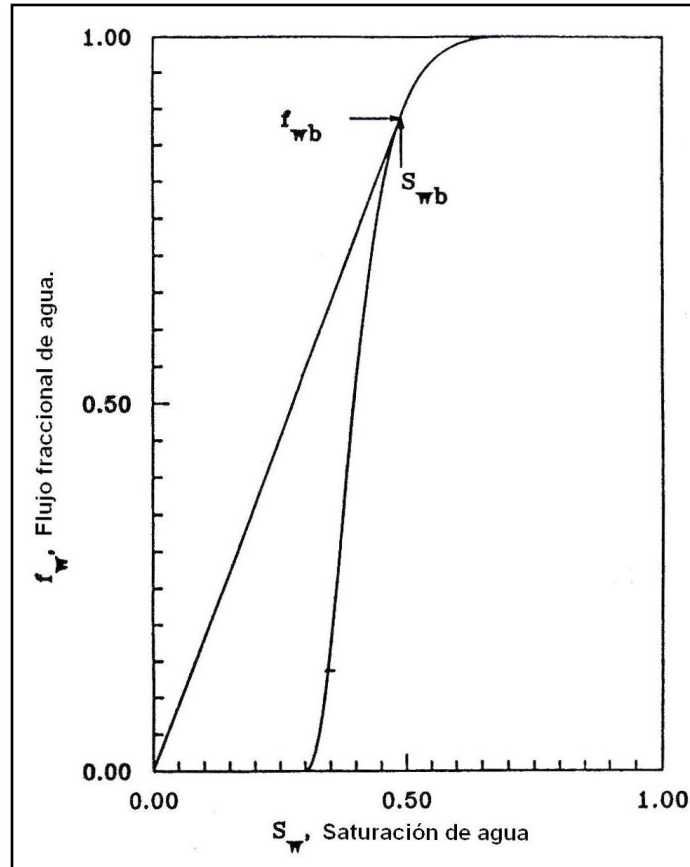


Figura 4.8 - Tangente a la curva de flujo fraccional que muestra el flujo fraccional de agua en la interfase entre el agua intersticial y el agua inyectada  $f_{wb}$ , a la saturación  $S_{wb}$ , parámetros del ejemplo 4.1.

La ubicación de la frontera entre el agua intersticial y el agua inyectada puede graficarse debido a que dicha frontera además viaja a velocidad constante. La figura 4.9 muestra la frontera para los parámetros del ejemplo 4.1. El área sombreada es la región de expansión ocupada por el agua intersticial. La expansión ocurre porque el agua intersticial es añadida a esta región a medida que el frente de inyección avanza a velocidad constante.<sup>20</sup>

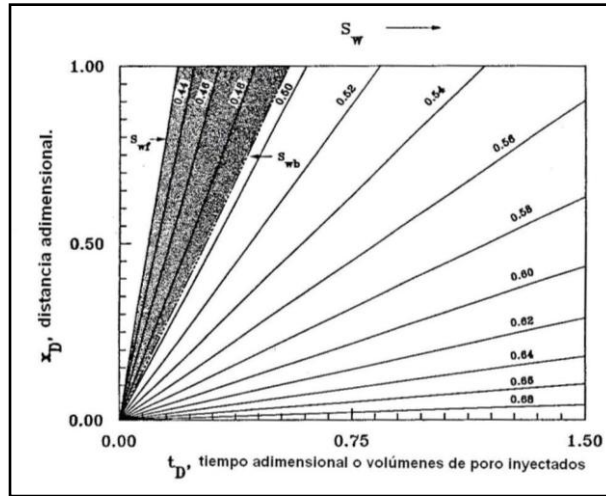


Figura 4.9 - Diagrama  $x_D/t_D$  mostrando la región ocupada por el agua intersticial, parámetros del ejemplo 4.1.

### 4.2 Inyección de agua viscosa en un sistema lineal.

La eficiencia de desplazamiento de la inyección de agua afecta la relación de viscosidad entre el fluido desplazado y el desplazante. Esto puede demostrarse simplemente alterando la viscosidad en un cálculo de desplazamiento. Por ejemplo, si la viscosidad del agua en el ejemplo 4.1 fuera de 40 cp (tanto la del agua intersticial como la de la inyectada) en vez de 1 cp, el comportamiento de la inyección de agua presentado en la figura 4.10 sería predicho por la solución de avance frontal. Adicionalmente reproducida en la figura 4.10, está la predicción del comportamiento para la inyección de agua en el ejemplo 4.1 con  $\mu_w = 1$  cp.

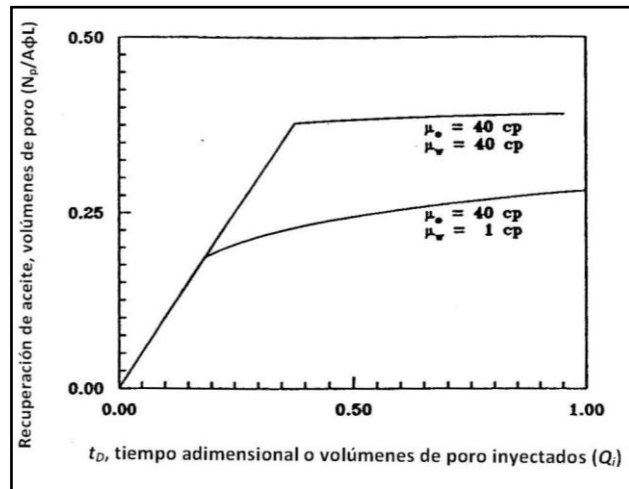


Figura 4.10 - Comportamiento de la inyección de agua, solución avance frontal,  $\mu_w = 40$  cp, vs.  $\mu_w = 1$  cp y  $\mu_o = 40$  cp, vs.  $\mu_w = 40$  cp, parámetros del ejemplo 4.1.

Este ejemplo sugiere que la inyección de un fluido de alta viscosidad es una posibilidad atractiva para mejorar la eficiencia de desplazamiento de la inyección de agua, particularmente en yacimientos que contienen aceite viscoso. No obstante, esto no considera adecuadamente el papel del agua intersticial o del agua previamente inyectada que debe ser desplazada.

En esta sección, las técnicas de avance frontal son usadas para estimar el comportamiento de la inyección de agua cuando el fluido inyectado tiene alta viscosidad, pero no obstante miscible con el agua intersticial o con el agua previamente inyectada, la cual tiene una viscosidad baja. Se asume que el fluido viscoso no es adsorbido en la roca, suposición que será modificada en la sección 4.4. Al igual que en la sección 4.1, no ocurre ninguna mezcla entre el fluido viscoso y el agua residente de baja viscosidad. Por lo tanto, existe una frontera entre el agua viscosa y la desplazada donde hay un cambio cualitativo, o salto, en la viscosidad de  $\mu_w$  a  $\mu_w^*$ .

El proceso de desplazamiento puede describirse como una inyección de agua en la que un fluido viscoso desplaza tanto al aceite como al agua residente de baja viscosidad. El agua residente es desplazada en miscibilidad por el fluido inyectado.

Es el agua residente, más que el fluido viscoso inyectado, lo que forma el frente principal de inyección. Debido a que existe una discontinuidad en la viscosidad entre los fluidos viscosos y residentes, una segunda discontinuidad en la saturación, o frente de choque (shock front), debe formarse en la frontera agua viscosa/agua residente. En la sección 4.1.1, una relación entre la velocidad de esta discontinuidad y los flujos fraccionales es derivada en base a la conservación de la masa.<sup>20</sup>

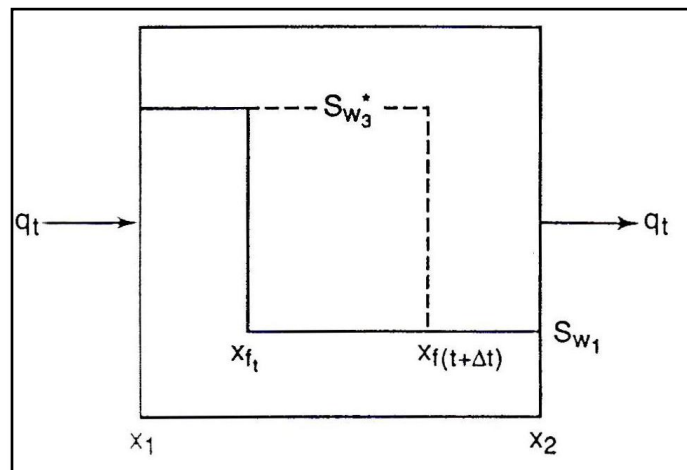


Figura 4.11 - Esquema del frente del shock en dos tiempos.



**4.2.1 Determinación de la velocidad y saturaciones del shock de alta viscosidad.**

La figura 4.11 se ilustran las ubicaciones de una discontinuidad en la saturación u onda de choque (shock wave) moviéndose a una velocidad constante  $v_t$  cuando el gasto,  $q_t$ , es constante. El frente de choque se mueve de  $x_{ft}$  a  $x_{f(t+\Delta t)}$  en el incremento de tiempo  $\Delta t$  pero está confinado dentro del intervalo  $x_2 - x_1$ . Se asume que las saturaciones y el flujo fraccional son uniformes a ambos lados de la discontinuidad de saturación debido a que la distancia puede hacerse arbitrariamente pequeña por la elección de  $\Delta t$ . De la figura 4.11, el volumen de agua en el elemento de volumen  $x_2 - x_1$  en el tiempo  $t$  es:

$$Vol|_t = (x_{ft} - x_1)A\phi S_{w3}^* + (x_2 - x_{ft})A\phi S_{w1}, \dots \dots \dots (4.29)$$

Donde,  $S_{w3}^*$  = saturación en el lado corriente arriba de la discontinuidad y  $S_{w1}$  = saturación en el lado corriente debajo de la discontinuidad. En el tiempo  $t + \Delta t$ , el volumen de agua en el elemento de volumen es:

$$Vol|_{t+\Delta t} = (x_{f(t+\Delta t)} - x_1)A\phi S_{w3}^* + (x_2 - x_{f(t+\Delta t)})A\phi S_{w1}, \dots \dots \dots (4.30)$$

Un balance volumétrico del agua que atraviesa el elemento de volumen durante el tiempo  $\Delta t$  da así (restando la ecuación 4.29 a la ecuación 4.30)

$$\begin{aligned} & \{ [x_{f(t+\Delta t)} - x_1]A\phi S_{w3}^* + [x_2 - x_{f(t+\Delta t)}]A\phi S_{w1} \} \\ & - [ (x_{ft} - x_1)A\phi S_{w3}^* + (x_2 - x_{ft})A\phi S_{w1} ] \\ & = (q_t \Delta t / A\phi) (f_{w3}^* - f_{w1}), \dots \dots \dots (4.31) \end{aligned}$$

Reordenando,

$$[x_{f(t+\Delta t)} - x_{ft}] (S_{w3}^* - S_{w1}) = q_t \Delta t / A\phi (f_{w3}^* - f_{w1}), \dots \dots \dots (4.32)$$

De otra forma:

$$\frac{[x_{f(t+\Delta t)} - x_{ft}]}{\Delta t} = \frac{q_t}{A\phi} \left( \frac{f_{w3}^* - f_{w1}}{S_{w3}^* - S_{w1}} \right), \dots \dots \dots (4.33)$$

La velocidad de la discontinuidad de saturación se obtiene haciendo que  $\Delta t \rightarrow 0$  para obtener

$$\frac{dx_f}{dt} = \frac{q_t}{A\phi} \left( \frac{f_{w3}^* - f_{w1}}{S_{w3}^* - S_{w1}} \right), \dots \dots \dots (4.34)$$

Las saturaciones en la inyección de agua viscosa también satisface la solución de avance frontal, por lo tanto,

$$\frac{dx_{S_{w3}^*}}{dt} = \frac{q_t}{A\phi} \left( \frac{\partial f_w^*}{\partial S_{w3}^*} \right), \dots \dots \dots (4.35)$$

Debido a que la saturación  $S_{w3}^*$  se mueve a la misma velocidad que la discontinuidad de la saturación,

$$\left( \frac{\partial f_w^*}{\partial S_{w3}^*} \right)_{S_{w3}^*} = \frac{f_{w3}^* - f_{w1}}{S_{w3}^* - S_{w1}}, \dots \dots \dots (4.36)$$

Para completar la especificación de la discontinuidad de saturación, se hace uso de la miscibilidad entre la solución viscosa y el agua residente. En la discontinuidad de saturación, la velocidad de la fase viscosa debe ser igual a la velocidad del agua desplazada debido a la miscibilidad. La velocidad de la fase de agua residente está dada por:

$$v_1 = f_{w1}q_t/A\phi S_{w1}, \dots \dots \dots (4.37)$$

Donde  $A\phi S_{w1}$  es el área de la sección transversal por la cual fluye el agua.

Por analogía,

$$v_3^* = f_{w3}^*q_t/A\phi S_{w3}^*, \dots \dots \dots (4.38)$$

En la frontera entre la solución viscosa y el agua desplazada, las velocidades de las fases viscosa y del agua desplazada deben ser iguales (es decir,  $v_1 = v_3^*$ ). Por lo tanto,

$$f_{w1}/S_{w1} = f_{w3}^*/S_{w3}^*, \dots \dots \dots (4.39)$$

Es conveniente expresar estas velocidades en términos de parámetros adimensionales introduciendo la velocidad específica definida como:

$$v_{D3}^* = v_3^*/(q_t/A\phi), \dots \dots \dots (4.40)$$

Convirtiendo la ecuación 4.34 a una forma adimensional por la introducción de  $x_D$  y  $t_D$  se obtiene.

$$\left( \frac{dx_D}{dt_D} \right)_{S_{w3}^*} = \frac{f_{w3}^* - f_{w1}}{S_{w3}^* - S_{w1}}, \dots \dots \dots (4.41)$$

Por lo tanto,

$$v_{D3}^* = (f_{w3}^* - f_{w1})/(S_{w3}^* - S_{w1}), \dots \dots \dots (4.42)$$

Debido a que la velocidad específica del agua debe ser igual a la velocidad de la discontinuidad,

$$v_{D3}^* = V_{D1}, \dots \dots \dots (4.43)$$

Y

$$\left(\frac{\partial f_w^*}{\partial S_w^*}\right)_{S_{w3}^*} = \frac{f_{w3}^* - f_{w1}}{S_{w3}^* - S_{w1}} = \frac{f_{w3}^*}{S_{w3}^*} = \frac{f_{w1}}{S_{w1}}, \dots \dots \dots (4.44)$$

La inspección de la ecuación 4.44 muestra que  $f_{w3}^*$  y  $S_{w3}^*$  pueden encontrarse trazando una tangente desde el origen hasta la curva  $f_w^* - S_w^*$  para  $\mu_w^*$ , como se muestra en la figura 4.12. La intersección de esta tangente con la curva de flujo fraccional para  $\mu_w$  proporciona los valores de  $f_{w1}$  y  $S_{w1}$ . Con estos valores, el desplazamiento del shock causado por la diferencias en las viscosidades está completamente definido.<sup>20</sup> El ejemplo 4.2 ilustra la determinación de las saturaciones del frente de inyección para una inyección de agua viscosa.

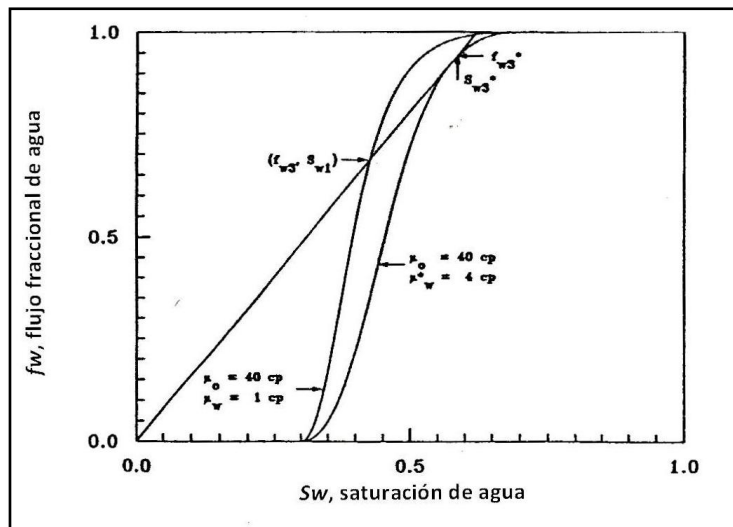


Figura 4.12 - Construcción de la tangente para encontrar  $f_{w3}^*$ ,  $S_{w3}^*$ ,  $f_{w1}$  y  $S_{w1}$ , ejemplo 4.2.

**Ejemplo 4.2 – Inyección de agua viscosa.**

*El yacimiento lineal en el ejemplo 4.1 debe ser inyectado con una solución viscosa que no sea adsorbida. La viscosidad de la solución es de 4 cp, y ninguna mezcla tiene lugar entre la solución viscosa y el agua intersticial. Todos los otros parámetros usados en el ejemplo 4.1 permanecen sin cambios (ver tabla 4.1 y ecuaciones 4.14 a 4.16). Hallar las saturaciones del frente de inyección.*

*Solución:*

Las curvas de flujo fraccional para inyecciones de agua viscosa y no viscosa se muestran en la figura 4.12. La tabla 4.5 contiene los valores de flujo fraccional y saturaciones usadas para la realización de la figura 4.12. Una tangente fue trazada para la curva de flujo fraccional  $\mu_w^*$  para determinar  $f_{w3}^*$  (0.926) y  $S_{w3}^*$  (0.576). La intersección de la tangente con la curva de flujo fraccional  $\mu_w$  esta en  $f_{w1} = 0.687$  y  $S_{w1} = 0.428$ . Estos valores fueron obtenidos numéricamente con un programa para encontrar raíces y verificados gráficamente. Debe tenerse en cuenta que la  $S_{wf}$  del ejemplo 4.1 es 0.4206 y que  $S_{w1} > S_{wf}$ .

TABLA 4.5 - DATOS DE FLUJO FRACCIONAL A PARTIR DE LA FIGURA 4.12, EJEMPLO 4.2.

$S_w, S_w^*$	$f_w^*$ $\mu_w^* = 4.0 \text{ cp}$	$f_w$ $\mu_w = 1.0 \text{ cp}$
0.30	0.00000	0.00000
0.32	0.00688	0.02695
0.34	0.02994	0.10989
0.36	0.07223	0.23747
0.38	0.13514	0.38462
0.40	0.21739	0.52632
0.42	0.31469	0.64748
0.44	0.42024	0.74355
0.46	0.52632	0.81633
0.48	0.62597	0.87003
0.50	0.71429	0.90909
0.52	0.78879	0.93726
0.54	0.84906	0.95745
0.56	0.89608	0.97182
0.58	0.93156	0.98196
0.60	0.95745	0.98901
0.62	0.97561	0.99379
0.64	0.98770	0.99690
0.66	0.99509	0.99877
0.68	0.99889	0.99972
0.70	1.00000	1.00000

La región detrás del shock viscoso se comporta como una inyección de agua viscosa y es descrita por la solución de avance frontal. Por lo tanto, la velocidad específica de cada saturación  $S_w^*$  ( $S_w^* \geq S_{w3}^*$ ) se obtiene de la derivada a la curva de flujo fraccional, como en la ecuación 4.45:

$$v_{Dv}^* = (\partial f_w^* / \partial S_w^*)_{S_w^*}, \dots \dots \dots (4.45)$$

La formación del shock viscoso cuando el agua viscosa es inyectada después de que ya ha iniciado la inyección de agua es complicada.

**4.2.2 Recuperación de aceite durante una inyección de agua viscosa.**

El volumen de aceite desplazado durante una inyección de agua viscosa se determina calculando la saturación promedio de agua en el sistema en varios puntos en el tiempo, como se hizo para los cálculos de inyección de agua. Cuando la saturación de aceite inicial es  $1 - S_{iw}$ , el aceite desplazado, expresado en PV's, esta dado por:

$$N_p / A\phi L = (\bar{S}_w - S_{iw}) / B_o, \dots \dots \dots (4.46)$$

Debido a que el perfil de saturación para una inyección de agua viscosa puede tener varias discontinuidades, la saturación promedio de agua debe determinarse integrando la distribución de la saturación a tiempos discontinuos. Cuando  $S_{w1} > S_{wf}$ , el perfil de saturación es descrito por la figura 4.13 siempre y cuando el frente de inyección este en el sistema. En la figura 4.13,  $S_{w1} = 0.428$  y  $S_{wf} = 0.4206$ , por lo que hay un pequeño cambio en el perfil de saturación entre el frente de inyección de agua,  $x_f$ , y el frente de inyección viscosa,  $x_3$ .

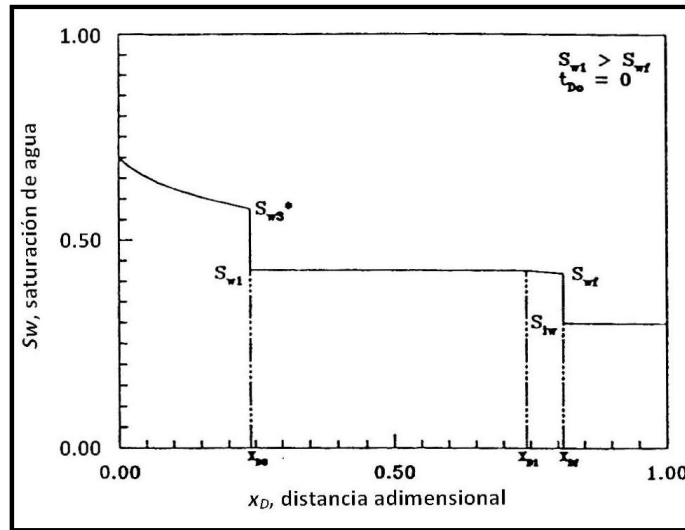


Figura 4.13 - Perfil de saturación durante una inyección de agua viscosa a la saturación de agua intersticial cuando  $S_{w1} > S_{wf}$ .

Esta diferencia es pequeña, pero se conserva en los cálculos de la saturación promedio de agua. La saturación promedio de agua está dada por

$$\bar{S}_w = \frac{\int_0^{x_3} S_w^* dx + \int_{x_3}^{x_1} S_{w1} dx + \int_{x_1}^{x_f} S_w dx + \int_{x_f}^L S_{iw} dx}{L}$$

$$= \bar{S}_{w3}^* \frac{x_3}{L} + \left(\frac{x_1 - x_3}{L}\right) S_{w1} + \left(\frac{x_f - x_1}{L}\right) \bar{S}_{w1} + S_{iw} \left(\frac{L - x_f}{L}\right) \dots (4.47)$$

En forma adimensional, la ecuación 4.47 queda de la siguiente forma:

$$\bar{S}_w = x_{D3} \bar{S}_{w3}^* + (x_{D1} - x_{D3}) S_{w1} + (x_{Df} - x_{D1}) \bar{S}_{w1} + (1 - x_{Df}) S_{iw}, \dots (4.48)$$

Donde  $\bar{S}_w^*$  y  $\bar{S}_{w1}$  son las saturaciones promedio de agua en las regiones respectivas. Tanto  $\bar{S}_w^*$  y  $\bar{S}_{w1}$  pueden calcularse de la ecuación de Welge modificada, cuando las curvas apropiadas de flujo fraccional son usadas. Se asume que el shock viscoso se forma inmediatamente después de que el fluido viscoso es inyectado. De acuerdo a los cálculos en el ejemplo A.1, este parece ser una suposición razonable.

Cuando la inyección de agua viscosa comienza en  $t_{D0} = 0$ ,

$$\bar{S}_{w3}^* = S_{w3}^* - (t_D/x_{D3})(f_{w3}^* - 1), \dots \dots \dots (4.49)$$

Y

$$\bar{S}_{w1} = \frac{x_{Df}S_{wf} - x_{D1}S_{w1}}{x_{Df} - x_{D1}} - t_D \frac{f_{wf} - f_{w1}}{x_{Df} - x_{D1}}, \dots \dots \dots (4.50)$$

Ya que el shock viscoso se forma inmediatamente, el banco de aceite también lo hace.

Para calcular las saturaciones promedio, es necesario conocer la ubicación de las saturaciones  $S_{wf}$ ,  $S_{w1}$ , y  $S_{w3}^*$ . Estas saturaciones viajan a diferentes velocidades, dadas por sus relaciones de flujo fraccional. Iniciando la inyección de agua viscosa en  $t_D = 0$ , las ecuaciones siguientes proporcionan la localización de cada región durante la inyección de agua viscosa.<sup>20</sup>

$$x_{Df} = \hat{f}_{wf} t_D, \dots \dots \dots (4.51)$$

$$x_{D1} = \hat{f}_{w1} t_D, \dots \dots \dots (4.52)$$

Y

$$x_{D3} = \hat{f}_{w3}^* t_D. \dots \dots \dots (4.53)$$

Antes de la ruptura, el aceite recuperado es una función lineal de  $t_D$ . En la ruptura del frente de inyección,

$$N_p/A\phi L = \bar{S}_w - S_{iw} = t_{Df} = 1/\hat{f}_{wf}, \dots \dots \dots (4.54)$$

El banco de aceite ( $S_w - S_{w1}$ ) llega al final del sistema cuando  $x_{D1} = 1$ , ó:

$$t_{D1} = 1/\hat{f}_{w1}, \dots \dots \dots (4.55)$$

Entre la ruptura y la llegada del banco de aceite,  $x_{D1}$ ,

$$\bar{S}_w = x_{D3}\bar{S}_{w3}^* + (x_{D1} - x_{D3})S_{w1} + (1 - x_{D1})\bar{S}_{w1}, \dots \dots \dots (4.56)$$

La ecuación 4.56 puede ser simplificada sustituyendo las ecuaciones 4.49 y 4.50 por  $\bar{S}_{w3}^*$  y  $\bar{S}_{w1}$  respectivamente, para obtener:

$$\bar{S}_w = t_D(\hat{f}_{w2}S_{w2} + 1 - f_{w2}), \dots \dots \dots (4.57)$$

Donde  $S_{w2}$  = saturación de aceite al final del sistema lineal. Durante el periodo de tiempo  $t_{Df} \leq t_D \leq t_{D1}$ ,  $S_{w2}$  se incrementara de  $S_{wf}$  a  $S_{w1}$ .

Cuando el banco de aceite llega al final del sistema ( $x_{D1} = 1.0$ ), la saturación promedio de agua está dada por:

$$\bar{S}_w = x_{D3}\bar{S}_{w3}^* + (1 - x_{D3})S_{w1}, \dots \dots \dots (4.58)$$

Substituyendo la ecuación 4.49 por  $\bar{S}_{w3}^*$  y la ecuación 4.53 por  $x_{D3}$  tenemos:

$$\bar{S}_w = S_{w1} + t_D(1 - f_{w1}), \dots \dots \dots (4.59)$$

La inyección de agua viscosa llega al final del sistema cuando  $x_{D3} = 1$  ó  $t_D = 1/f_{w3}^*$ . Por lo tanto, para  $t_D \geq 1/f_{w3}^*$ ,

$$\bar{S}_w^* = \bar{S}_{w2}^* + t_D(1 - f_{w2}^*), \dots \dots \dots (4.60)$$

**4.3 Inyección de agua viscosa a un sistema lineal inicialmente a la saturación de agua intersticial.**

En esta sección, una inyección de agua viscosa en un yacimiento lineal a la saturación de agua intersticial (saturación inicial de aceite) es considerada. Como en la sección 4.2, el fluido viscoso inyectado es miscible con el agua intersticial y no es retenido en la roca porosa por adsorción u otros mecanismos.<sup>20</sup> La dispersión es despreciada, de tal manera que una frontera bien definida se mantenga entre la solución viscosa y el agua intersticial. Un shock viscoso se forma instantáneamente después de que la solución viscosa es inyectada al yacimiento. Este shock tiene las mismas propiedades que en la sección 4.2. Por lo tanto,

$$\left(\frac{dx_D}{dt_D}\right)_{S_{w3}^*} = \frac{f_{w3}^* - f_1}{S_{w3}^* - S_{w1}}, \dots \dots \dots (4.61)$$

Y

$$x_{D3} = t_D \frac{f_{w3}^* - f_{w1}}{S_{w3}^* - S_{w1}}, \dots \dots \dots (4.62)$$

Cuando  $S_{w1} < S_{w2}$ , el banco de aceite se forma inmediatamente, alcanzando la  $S_{wf}$ , y tiene una saturación de agua uniforme,  $S_{w1}$ . La figura 4.14 ilustra el perfil de saturación para esta inyección.

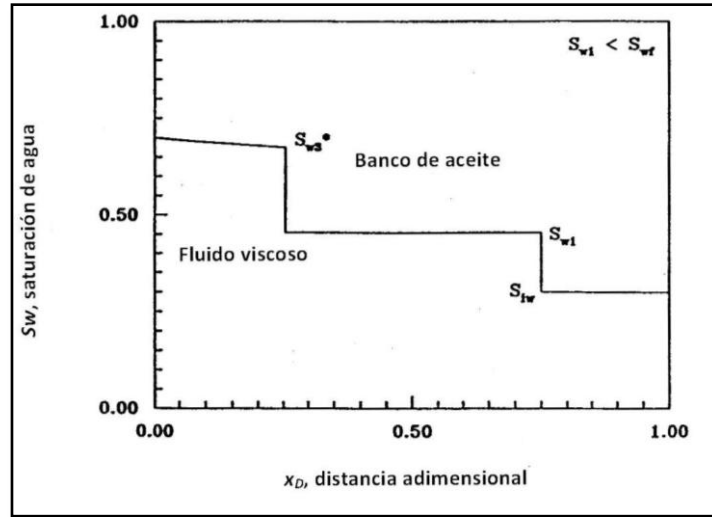


Figura 4.14 - Perfil de saturación para una inyección de agua viscosa a la saturación de agua intersticial cuando  $S_{w1} < S_{wf}$ .

La velocidad del banco de aceite está dada por:

$$\left(\frac{dx}{dt}\right)_{S_{w1}} = \frac{q_t}{A\phi} \frac{f_{w1}}{(S_{w1} - S_{iw})}, \dots \dots \dots (4.63)$$

O, de forma adimensional,

$$\left(\frac{dx_D}{dt_D}\right)_{S_{w1}} = \frac{f_{w1}}{S_{w1} - S_{iw}}, \dots \dots \dots (4.64)$$

Las saturaciones de agua mayores que  $S_{w3}^*$  viajan a velocidades dadas por:

$$\left(\frac{dx}{dt}\right)_{S_w^*} = \frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w^*}{\partial S_w^*}\right)_{S_w^*}, \dots \dots \dots (4.65)$$

La región de banco de aceite tiene una saturación uniforme,  $S_{w1}$ , mientras que las saturaciones mayores que  $S_{w3}^*$  forman una región en forma de abanico tal como la que se describe en la sección 4.2.

La ruptura de agua se obtiene de:

$$t_{D1} = (S_{w1} - S_{iw})/f_{w1}, \dots \dots \dots (4.66)$$

Mientras la solución viscosa rompe a través de:

$$t_{D3} = (S_{w3}^* - S_{w1})/(f_{w3}^* - f_{w1}), \dots \dots \dots (4.67)$$



En algunos casos,  $S_{w1} > S_{wf}$  y el banco de aceite no pueden alcanzar la saturación del frente de inyección. Un perfil de saturación para este caso se muestra en la figura 4.13. El desplazamiento se caracteriza por la llegada del frente de inyección de agua, una zona de saturación de agua incremental, una región de saturación de agua constante, el shock viscoso, y una región de saturación de agua incremental.<sup>20</sup> El ejemplo 4.3 describe el cálculo del comportamiento de la inyección de agua viscosa, asumiendo que la saturación de agua inicial es uniforme, como en el ejemplo 4.2. La figura 4.15 muestra la grafica distancia/tiempo para esta inyección de agua.

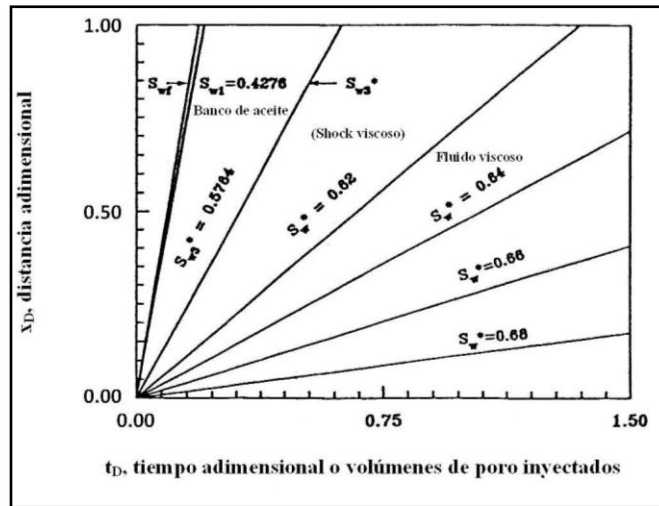


Figura 4.15 - Diagrama distancia/tiempo para inyección de agua viscosa a la saturación de agua intersticial cuando  $S_{w1} > S_{wf}$ .

### **Ejemplo 4.3 – Comportamiento de una inyección de agua viscosa – Saturación de agua intersticial inicial.**

*Estimar el comportamiento de una inyección de agua viscosa con los parámetros del ejemplo 4.2 cuando la inyección de agua viscosa comience con el yacimiento a la saturación de agua intersticial. Las propiedades del fluido y la roca son las mismas que en el ejemplo 4.2.*

**Solución:**

*Cuando el yacimiento esta a la saturación de agua intersticial, el perfil de saturación se crea inmediatamente y se propaga a través del sistema. La tabla 4.6 resume los valores de saturación para las diferentes zonas determinadas en los ejemplo 4.1 y 4.2.*

TABLA 4.6 - SATURACIÓN PARA VARIAS ZONAS, EJEMPLO 4.3.

Inyección de agua	Frente de banco de aceite	Shock viscoso
$S_{wf} = 0.4206$	$S_{w1} = 0.4276$	$S_{w3}^* = 0.5764$
$f_{wf} = 0.6508$	$F_{w1} = 0.6869$	$f_{w3}^* = 0.9259$
$f'_{wf} = 5.3958$	$f'_{w1} = 4.9499$	$f_{w3} = 1.6064$

TABLA 4.7 - UBICACIÓN DE LAS SATURACIONES DETRÁS DEL SHOCK VISCOSO CUANDO  $t_D = 1.5$ , EJEMPLO 4.3.

$S_w^*$	$f_w^*$	$x_{Dw}$ en $t_D = 1.5$	$t_D$ en $x_{Dw} = 1.0$
0.5764	1.6064	2.410	0.622
0.60	1.0865	1.630	0.920
0.62	0.7436	1.115	1.345
0.64	0.4766	0.715	2.098
0.66	0.2717	0.408	3.680
0.68	0.1164	0.175	8.591
0.70	0	0	$\infty$

Debido a que  $S_{w1}$  es ligeramente mayor que  $S_{wf}$ , esta nunca alcanza la  $S_{wf}$  y el perfil de saturación mostrado en la figura 4.13 se obtiene de esta manera, hay tres distintos bancos en la inyección: banco de agua, banco de aceite y shock viscoso.

El diagrama  $x_D/t_D$  puede construirse con los datos de flujo fraccional. De las ecuaciones 4.51 a la 4.53,  $x_{Df} = 5.3958 t_D$ ,  $x_{D1} = 4.9499 t_D$ , y  $x_{D3}^* = 1.606 t_D$ . Los perfiles de saturación son presentados en la figura 4.15. La región entre  $S_{wf}$  y  $S_{w1}$  es estrecha en este caso (0.007 unidades de saturación), lo cual en la práctica no vale la pena separar, pero aquí se hace para una mayor comprensión. En esta región, cada saturación viaja a una diferente velocidad, como lo indican las diferentes trayectorias graficadas en la figura 4.15. Las trayectorias para las saturaciones detrás del shock viscoso son obtenidas de la ecuación 4.6:  $x_D^* = t_D f_w^*$ . Los valores de  $f_w^*$  se dan en la tabla 4.7 para varios valores de  $S_w^*$ . También se incluyen en la tabla 4.7 los tiempos de llegada de  $S_w^*$  en  $x_D = 1.0$  y la ubicación de  $x_D^*$  cuando  $t_D = 1.5$ .

La figura 4.13 es un perfil de saturación elaborado a partir del diagrama  $x_D/t_D$  en  $t_D = 0.15$ .

La recuperación de aceite se obtiene aplicando las ecuaciones 4.57 a la 4.60 para las zonas apropiadas. Una manera conveniente para calcular la recuperación de aceite es elegir la saturación al final del sistema lineal y entonces calcular el tiempo de llegada,  $t_D$ , cuando  $x_D = 1.0$ . La tabla 4.8 resume los cálculos de la recuperación de aceite. El comportamiento de desplazamiento de la inyección de agua viscosa es comparado con una inyección de agua común en la figura 4.16.

TABLA 4.8 - RESUMEN DE CÁLCULOS DE RECUPERACIÓN, EJEMPLO 4.3, INYECCIÓN DE AGUA VISCOSA A LA SATURACIÓN DE AGUA INTERSTICIAL.

$S_w$	$f_w$	Evento en el final del sistema.	$t_D$	$\bar{S}_w$	$\bar{S}_w - S_{i/w}$
0.4206	0.6508	← Banco de agua	0.1853	0.4853	0.1853
0.4276	0.6869	← Llegada del banco de aceite	0.202	0.4909	0.1909
0.5764	0.9259	← Llegada del shock viscoso	0.623	0.623	0.323
0.60	0.9575		0.920	0.639	0.339
0.62	0.9756	Región detrás del shock viscoso	1.345	0.653	0.353
0.64	0.9877		2.098	0.666	0.366
0.66	0.9951		3.681	0.678	0.378
0.68	0.9989		8.591	0.689	0.389

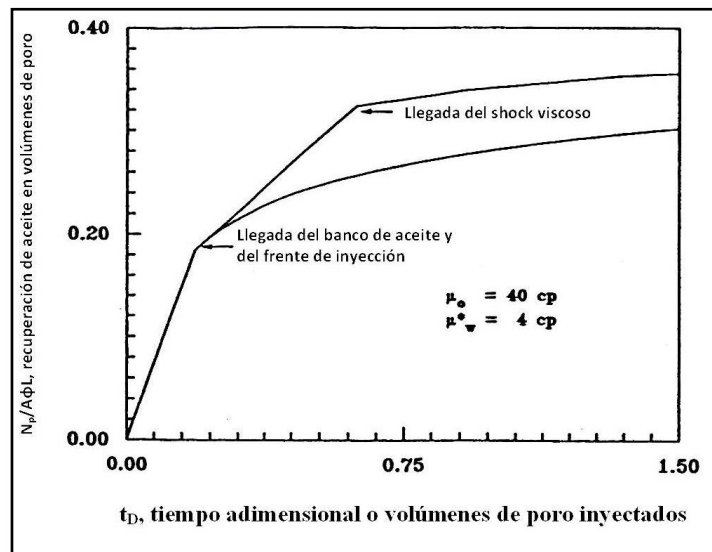


Figura 4.16 - Comparación del comportamiento de desplazamiento para una inyección de agua viscosa a la saturación de agua intersticial con una inyección de agua común, ejemplo 4.3.

#### 4.4 Inyección de químicos en un sistema lineal.

La inyección de agua viscosa mejora el desempeño del desplazamiento debido a que las curvas de flujo fraccional son alteradas. Asimismo, una o más Especies químicas deben añadirse al agua inyectada para hacerla viscosa. En la mayoría de los casos, el químico añadido es un polímero. Además, la adición de surfactantes al agua inyectada puede alterar la forma de las curvas de flujo fraccional por el decremento de la IFT y puede cambiar los extremos de las curvas mediante la reducción de la ROS.<sup>20</sup> En esta sección, se desarrolla la ecuación de avance frontal que describe el transporte de Especies químicas en los procesos de desplazamiento de aceite. Así bien, el uso de la teoría de avance frontal para estimar el desempeño del desplazamiento de las inyecciones de químicos, tales como la inyección de polímeros y las de surfactante, es ilustrada.

### 4.4.1 Transporte de Especies químicas en rocas porosas.

El transporte de Especies químicas en medios porosos puede describirse mediante la aplicación de los conceptos de balance de materia para cada una de dichas Especies. La aplicación se limita a 1 dimensión (1D), isotérmica y flujo bifásico para simplificar el modelo matemático. Una sola especie química es añadida al fluido inyectado. La dispersión, o mezcla de fluidos, es despreciada. Otras suposiciones incluyen el despreciar la gravedad y las fuerzas capilares y la digitación viscosa. Los fluidos se consideran incompresibles. No hay transferencia de masa entre el aceite y las fases del agua.

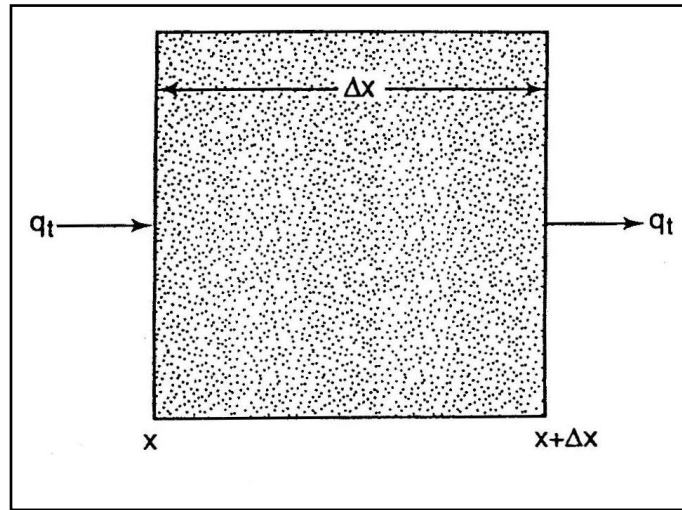


Figura 4.17 - Elemento incremental de roca porosa.

Considere el flujo de aceite y agua a través del elemento incremental de roca porosa que se muestra en la Figura 4.17. El agua contiene una especie química que se adsorbe en la superficie de la roca. Un balance de masa de esta especie química que entra y sale del elemento incremental durante un pequeño incremento de tiempo  $\Delta t$ , da como resultado:

$$\begin{aligned}
 q_t f_w C_i|_x \Delta t - q_t f_w C_i|_{x+\Delta x} \Delta t \\
 = [C_i S_w|_{t+\Delta t} \Delta x A - C_i S_w|_t \Delta x A] \phi + A_i \rho_{gr} (1 - \phi) \Delta x|_{t+\Delta t} A \\
 - A_i \rho_{gr} (1 - \phi) \Delta x|_t A, \dots \dots \dots (4.68)
 \end{aligned}$$

donde las barras verticales indican que el termino es evaluado en la posición o tiempo indicado; los dos primeros términos representan la cantidad neta de Especies  $i$  que entran en el elemento diferencial por el flujo de fluido durante  $\Delta t$ , los siguientes dos términos representan la retención neta de Especies  $i$  como resultado de los cambios en la concentración,  $C_i$ , o la saturación de agua,  $S_w$ , en el espacio poroso ( $A\phi\Delta x$ ) que puede ser ocupado por Especies  $i$ , y el tercer par de términos se refiere a la retención neta de Especies  $i$  de la roca en  $\Delta t$ . En la ecuación 4.68,  $C_i$  = concentración de Especies  $i$ ,  $\phi$  = fracción de porosidad del PV,

$A_i$  = cantidad de Especies  $i$  retenidas por la roca, y  $\rho_{gr}$  = densidad de grano de la roca. Se asume que la porosidad ocupada por las Especies  $i$  es  $\varphi$ .

Dividiendo ambos lados de la ecuación 4.68 entre  $A\Delta x\Delta t$ , da como resultado:

$$\begin{aligned} & - \frac{[(q_t f_w C_i)|_{x+\Delta x} - (q_t f_w C_i)|_x]A}{\Delta x} \\ & = \frac{[C_i S_w|_{t+\Delta t} - C_i S_w|_t]\varphi}{\Delta t} \\ & + \frac{\{[A_i \rho_{gr}(1 - \varphi)]_{t+\Delta t} - [A_i \rho_{gr}(1 - \varphi)]_t\}}{\Delta t}, \dots \dots \dots (4.69) \end{aligned}$$

El límite cuando  $\Delta x$  y  $\Delta t$  tienden a cero en la ecuación 4.69 es la ecuación 4.70. Recordando que  $q_t$  y  $\varphi$  son constantes,

$$- \frac{q_t}{A\varphi} \frac{\partial(f_w C_i)}{\partial x} = \frac{\partial(C_i S_w)}{\partial t} + \frac{1}{\varphi} \frac{\partial[A_i \rho_{gr}(1 - \varphi)]}{\partial t}, \dots \dots \dots (4.70)$$

La ecuación 4.70 se puede simplificar de la siguiente manera. Un balance de materia, considerando al agua como un componente químico esta dado por:

$$- \frac{q_t}{A\varphi} \frac{\partial(f_w C_w)}{\partial x} = \frac{\partial(C_w S_w)}{\partial t}, \dots \dots \dots (4.71)$$

La retención de agua en la roca es despreciada. Debido a que  $C_i$  está presente en pequeñas concentraciones,  $C_w$  es esencialmente constante, y la ecuación 4.71 se convierte en:

$$- \frac{q_t}{A\varphi} \frac{\partial(f_w)}{\partial x} \frac{\partial(S_w)}{\partial t}, \dots \dots \dots (4.72)$$

Es conveniente definir una nueva variable,  $\hat{C}_i$ , para representar la retención de Especies  $i$  en la roca en términos del PV de la roca:

$$\hat{C}_i = \frac{A_i \rho_{gr}(1 - \varphi)}{\varphi}, \dots \dots \dots (4.73)$$

Así bien, la ecuación 4.70 se convierte en:

$$- \frac{q_t}{A\varphi} \frac{\partial(f_w C_i)}{\partial x} = \frac{\partial(S_w C_i)}{\partial t} + \frac{\partial \hat{C}_i}{\partial t}, \dots \dots \dots (4.74)$$

A continuación, la ecuación 4.74 es expandida por la diferenciación de los productos. Antes de llevar a cabo la diferenciación, las ecuaciones 4.72 y 4.74 son

convertidas a forma adimensional. Recordando que  $x_D = x/L$  y  $T_D = (q_i t)/(A\phi L)$ , entonces

$$\frac{\partial(S_w C_i)}{\partial t_D} + \frac{\partial \hat{C}_i}{\partial t_D} + \frac{\partial(f_w C_i)}{\partial x_D} = 0, \dots \dots \dots (4.75)$$

Y

$$\partial S_w / \partial t_D + \partial f_w / \partial x_D = 0, \dots \dots \dots (4.76)$$

La expansión de la ecuación 4.75 arroja:

$$S_w \frac{\partial C_i}{\partial t_D} + C_i \frac{\partial S_w}{\partial t_D} + \frac{\partial \hat{C}_i}{\partial t_D} + f_w \frac{\partial C_i}{\partial x_D} + C_i \frac{\partial f_w}{\partial x_D} = 0, \dots \dots \dots (4.77)$$

Y al reunir términos tenemos:

$$S_w \frac{\partial C_i}{\partial t_D} + C_i \left( \frac{\partial S_w}{\partial t_D} + \frac{\partial f_w}{\partial x_D} \right) + \frac{\partial \hat{C}_i}{\partial t_D} + f_w \frac{\partial C_i}{\partial x_D} = 0, \dots \dots \dots (4.78)$$

El término entre paréntesis en la ecuación 4.78 es exactamente igual a cero. La ecuación 4.78 se convierte en:

$$S_w \frac{\partial C_i}{\partial t_D} + \frac{\partial \hat{C}_i}{\partial t_D} + f_w \frac{\partial C_i}{\partial x_D} = 0, \dots \dots \dots (4.79)$$

Para seguir adelante, una relación debe desarrollarse entre  $C_i$  y  $\hat{C}_i$ . Si se asume que la retención es instantánea y reversible, una isoterma de retención de equilibrio como la que se muestra en la Figura 4.18 relaciona a  $A_i$  con  $C_i$  y, por lo tanto, a  $\hat{C}_i$  con  $C_i$ .

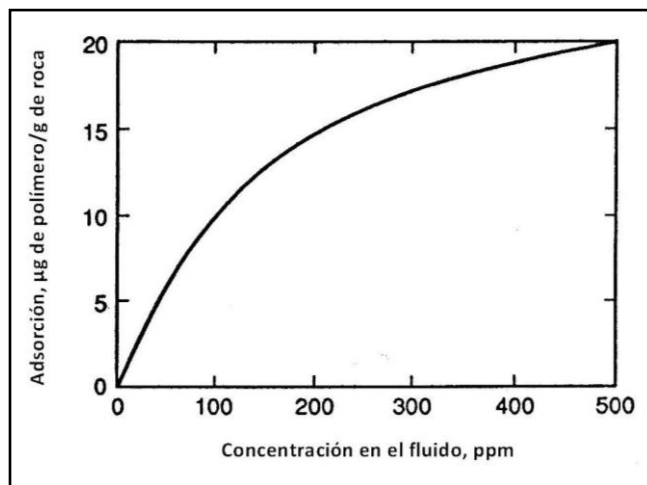


Figura 4.18 - Isotherma típica de adsorción para especies químicas en roca porosa.<sup>20</sup>

La isoterma en la Figura 4.18, tiene curvatura negativa, lo cual es necesario para las soluciones de flujo. Debido a que  $\hat{C}_i = f(C_i)$ ,

$$\frac{\partial \hat{C}_i}{\partial t_D} = \left(\frac{\partial C_i}{\partial t_D}\right) \left(\frac{\partial \hat{C}_i}{\partial C_i}\right), \dots \dots \dots (4.80)$$

Sea

$$D_i = \partial \hat{C}_i / \partial C_i, \dots \dots \dots (4.81)$$

Donde  $D_i$  = pendiente de la isoterma de equilibrio para  $C_i$ . Entonces,

$$\frac{\partial \hat{C}_i}{\partial t_D} = D_i \frac{\partial C_i}{\partial t_D}, \dots \dots \dots (4.82)$$

Y la ecuación 4.79 se convierte en:

$$(S_w + D_i) \frac{\partial C_i}{\partial t_D} + f_w \frac{\partial C_i}{\partial x_D} = 0, \dots \dots \dots (4.83)$$

La ecuación 4.83 describe el movimiento de un frente de concentración bien definida (fuerte) a través de la roca porosa. No hay dispersión o mezcla de los fluidos, y la concentración aumenta de  $C_{i0}$  a  $C_i$  en el frente de concentración.

El frente de concentración puede deducirse derivando una expresión para la velocidad de la concentración de forma similar al desarrollo de la ecuación de avance frontal para la inyección de agua.

Considere un comportamiento de composición constante donde:

$$C_i = C_i(x_D, t_D), \dots \dots \dots (4.84)$$

Entonces,

$$dC_i = \left(\frac{\partial C_i}{\partial x_D}\right)_{t_D} dx_D + \left(\frac{\partial C_i}{\partial t_D}\right)_{x_D} dt_D, \dots \dots \dots (4.85)$$

Para un patrón de composición constante  $dC_i = 0$  y:

$$\left(\frac{dx_D}{dt_D}\right)_{C_i} = - \left(\frac{\partial C_i}{\partial t_D}\right)_{x_D} / \left(\frac{\partial C_i}{\partial x_D}\right)_{t_D} = v_{ci}, \dots \dots \dots (4.86)$$

La ecuación 4.86 proporciona la velocidad específica del shock de concentración. Combinando las ecuaciones 4.83 y 4.86 tenemos:

$$v_{ci} = \frac{dx_D}{dt_D} = \frac{f_w}{S_w + D_i}, \dots \dots \dots (4.87)$$

Cuando la concentración aumenta de  $C_{i0}$  (normalmente cero) a  $C_{ii}$ , la concentración inyectada, se produce un cambio en las curvas de viscosidad o en las de permeabilidad relativa asociadas con  $C_{ij}$ . Esto crea un frente de shock químico análogo al ejemplo de inyección de agua viscosa. En este caso, el shock químico es retrasado por la retención de Especies químicas en la roca. Para la aproximación frente-bien definido (fuerte),

$$D_i = \hat{C}_{ii} / C_{ii}, \dots \dots \dots (4.88)$$

En la ecuación 4.88,  $\hat{C}_{ii}$  es la retención de Especies  $i$  en la roca en unidades de masa por unidad de volumen de poro y se calcula de:

$$\hat{C}_{ii} = [A_i \rho_{gr} (1 - \phi)] / \phi, \dots \dots \dots (4.89)$$

Donde  $A_i$  = retención de químico y  $\rho_{gr}$  = densidad de grano de arena. Debido a que el frente de concentración causa el shock de saturación y a que estos shocks deben viajar a la misma velocidad específica, la velocidad específica del shock de saturación es:

$$\left(\frac{dx_D}{dt_D}\right)_{S_{w3}^*} = \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_{w3}^*} = \frac{f_{w3}^* - f_{w1}}{S_{w3}^* - S_{w1}}, \dots \dots \dots (4.90)$$

Así,

$$\frac{dx_D}{dt_D} = \frac{f_{w1}}{S_{w1} + D_i} = \frac{f_{w3}^* - f_{w1}}{S_{w3}^* - S_{w1}} = \frac{f_{w3}^*}{S_{w3}^* + D_i}, \dots \dots \dots (4.91)$$

El análisis de la ecuación 4.91 demuestra que los valores de  $f_{w3}^*$  y  $S_{w3}^*$  pueden ser encontrados trazando una tangente a la curva de flujo fraccional  $f_w^* - S_w^*$  desde el punto  $f_w^* = 0, S_w^* = -D_i$ . La intersección de esta tangente con la curva  $(f_w, S_w)$  para el sistema original aceite/agua da como resultado  $(f_{w1}, S_{w2})$ .<sup>20</sup> La Figura 4.19 muestra el procedimiento de construcción. La Figura 4.20 muestra el perfil de saturación generado a partir de la inyección de Especies  $i$ .



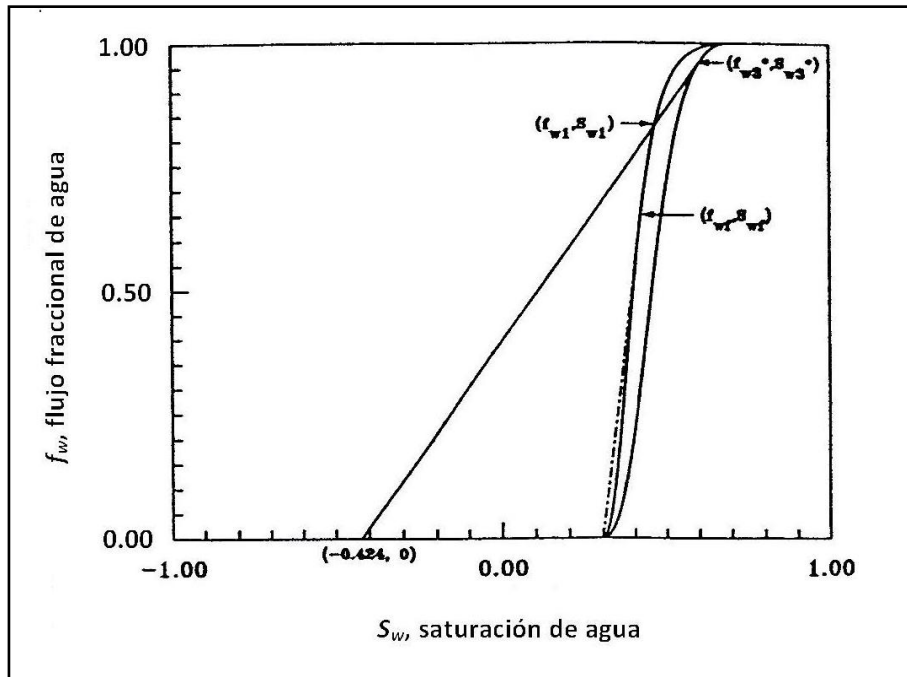


Figura 4.19 - Procedimiento de construcción para determinar  $f_{w3}^*$  y  $S_{w3}^*$  cuando hay adsorción, ejemplo 4.4.

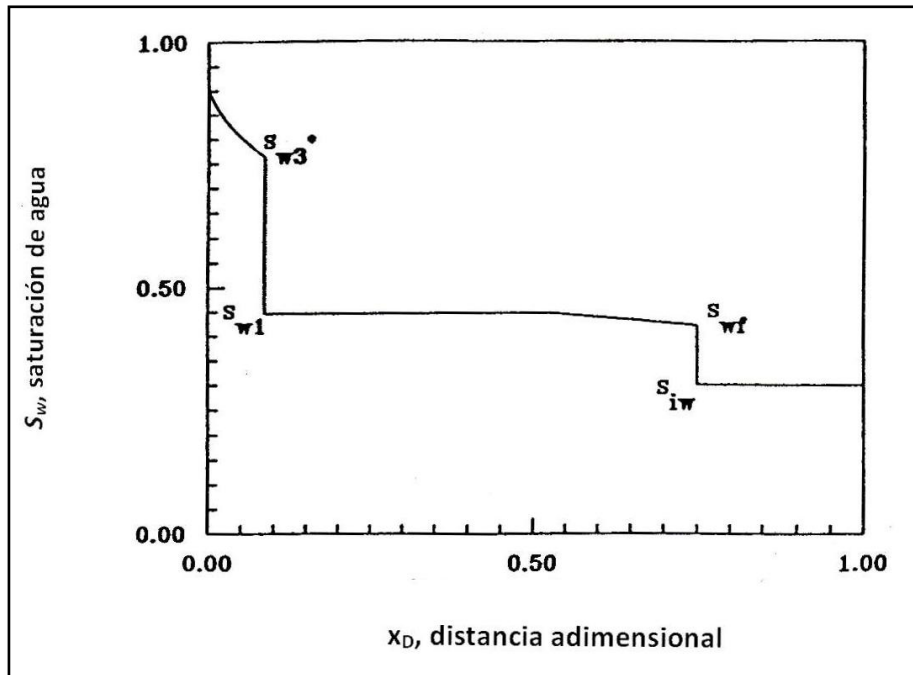


Figura 4.20 - Perfil de saturación para una inyección química que comenzó a la saturación de agua intersticial.

La saturación del frente de inyección es  $S_{wf}$ , y el frente de inyección se mueve a una velocidad específica dada por:

$$\left(\frac{dx_D}{dt_D}\right) = \frac{f_{wf}}{S_{wf} - S_{iw}}, \dots\dots\dots (4.92)$$

Debido a que  $S_{w1} > S_{wf}$ , el frente del banco de aceite viaja a una velocidad específica dada por:

$$\frac{dx_D}{dt_D} = \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_{w1}} = f'_w|_{S_{w1}}, \dots\dots\dots (4.93)$$

Y llega al final del sistema cuando:

$$t_{D1} = (1/f'_w)|_{S_{w1}}, \dots\dots\dots (4.94)$$

El shock químico llega al final del sistema cuando:

$$t_{D3} = \frac{S_{w3}^* + D_i}{f_{w3}^*} = \frac{S_{w1} + D_i}{f_{w1}}, \dots\dots\dots (4.95)$$

Saturaciones superior a  $S_{w3}^*$  se mueven a una velocidad determinada por las propiedades de la curva de flujo fracciones detrás del shock químico, como se discute en la Sec. 4.2. Así, para  $1-S_{or} > S_w^* \geq S_{w3}^*$ ,

$$x_D^* = t_D \left(\frac{\partial f_w^*}{\partial S_w^*}\right)_{S_w^*}, \dots\dots\dots (4.96)$$

Puede demostrarse que la ecuación 4.96 es correcta haciendo un balance de materia integral sobre las Especies  $i$ . Si las Especies  $i$  son inyectadas a  $t_D = 0$ , la ubicación de  $C_{ii}$  está dada por

$$x_{D3} = t_D f_{w3}^*, \dots\dots\dots (4.97)$$

La Figura 4.21 muestra el perfil de concentración después de la inyección durante  $t_D$ .

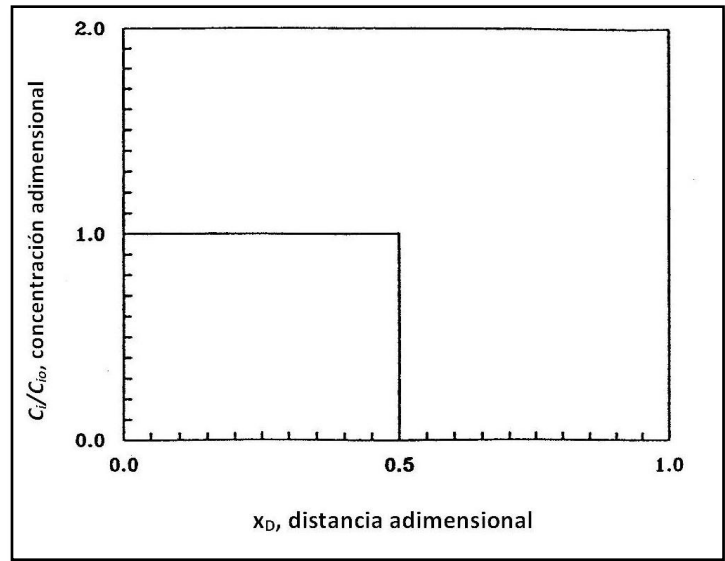


Figura 4.21 - Perfil de concentración después de la inyección de  $t_D$  volúmenes de poro de solución.

En el instante  $t$ , la cantidad de Especies  $i$  inyectadas debe ser igual a la cantidad retenida más la cantidad en el espacio poroso, donde  $C_i = C_{ii}$ . Es decir,

$$q_t C_{ii} = \int_0^{x_3} A\phi S_w C_{ii} dx + \int_0^{x_3} A\phi \hat{C}_{ii} dx, \dots \dots \dots (4.98)$$

Donde el segundo término representa la cantidad de Especies  $i$  en el agua detrás del shock químico y el tercer término representa la suma de Especies  $i$  retenidas en la roca.

Reacomodando la ecuación 4.98 obtenemos:

$$q_t t C_{ii} = A C_{ii} \int_0^{x_3} S_w dx + A\phi \hat{C}_{ii} x_3, \dots \dots \dots (4.99)$$

Y convirtiéndola a una forma adimensional mediante la introducción de  $x_D$  y  $t_D$

$$t_D C_{ii} = C_{ii} x_{D3} \bar{S}_{wD3}^* + \hat{C}_{ii} x_{D3}, \dots \dots \dots (4.100)$$

Cuando la ecuación Welge (ecuación 4.12) es aplicada,

$$x_{D3} \bar{S}_{wD3}^* = x_{D3} S_{w3}^* - t_D (f_{w3}^* - 1), \dots \dots \dots (4.101)$$

Sustituyendo en la ecuación 4.100 obtenemos:

$$t_D C_{ii} = C_{ii} [x_{D3} S_{w3}^* - t_D (f_{w3}^* - 1)] + \hat{C}_{ii} x_{D3}, \dots \dots \dots (4.102)$$

Recordando que  $x_{D3} = t_D f_{w3}^*$ . Sustituyendo para  $x_{D3}$  y reordenando se obtiene

$$f_{w3}^* (C_{ii} S_{w3}^* + \hat{C}_{ii}) = C_i f_{w3}^* , \dots \dots \dots (4.103)$$

O bien

$$f_{w3}^* = \frac{f_{w3}^*}{S_{w3}^* + (\hat{C}_{ii}/C_{ii})} = \frac{f_{w3}}{S_{w3} + D_i} , \dots \dots \dots (4.104)$$

Lo que equivale a la ecuación 4.90. Esto demuestra que las Especies químicas se conservan dentro de la región ocupada por el shock químico en movimiento.<sup>20</sup>

**4.4.2 Movimiento del agua intersticial y de inyección.**

Una consecuencia de las suposiciones hechas para desarrollar el modelo de flujo fraccional para Especies *i* es que las Especies químicas viajan más lentamente que el agua en la que fueron inyectadas. Por simplicidad, se considera la inyección de agua que contiene Especies *i* en una roca porosa completamente saturada con agua. Si las Especies *i* no son retenidas, el perfil de concentración en  $t_D$  está dado por la línea discontinua en la Figura 4.22. Cuando la Especie *i* es retenida como en los modelos supuestos en esta sección, el perfil de concentración está dado por la línea continua. El área comprendida entre las dos curvas representa la cantidad de Especies adsorbidas por la roca.

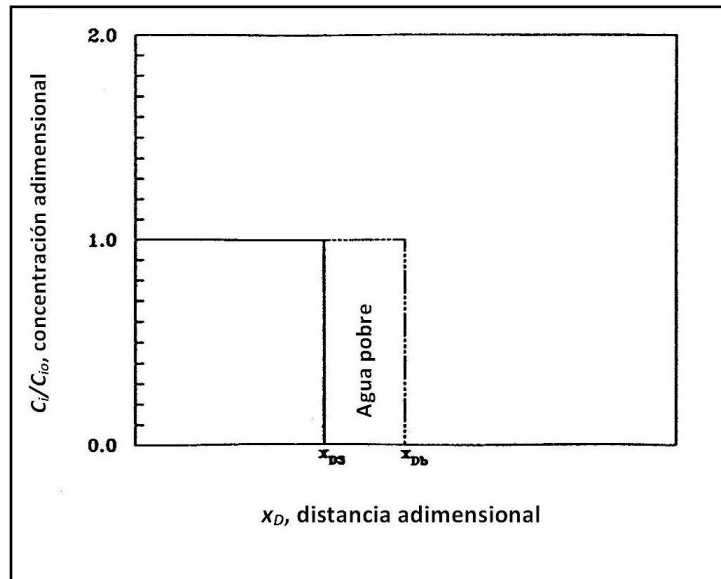


Figura 4.22 - Perfiles de concentración que muestran el efecto de la retención en la roca porosa por cambios en la concentración de la función escalonada.

Si  $x_{Db}$  = ubicación de la interfase entre el agua inyectada y la residente y  $x_{Di}$  = ubicación del shock de concentración para las Especies *i*. En este caso

$$\hat{C}_{ii} A \phi x_{Di} = (x_D - x_{Di}) A \phi C_{ii} , \dots \dots \dots (4.105)$$

Introduciendo la definición de  $D_i$ ,

$$D_i x_{Di} = x_D - x_{Di}, \dots \dots \dots (4.106)$$

Tenemos que:

$$x_D = x_{Di}(1 + D_i), \dots \dots \dots (4.107)$$

O bien:

$$x_{Di} = x_D / (1 + D_i), \dots \dots \dots (4.108)$$

El modelo asume que la Especie  $i$  es removida instantáneamente a medida que el frente químico avanza, y, por lo tanto, "despoja" a los flujos de agua delante del frente químico donde este desplaza al agua residente.

La ubicación de la frontera entre el agua despojada y el agua residente puede ser encontrada fácilmente en los modelos de avance frontal haciendo un balance de materia al agua despojada. Refiérase a la Figura 4.23, donde la ubicación del shock químico  $x_3$  y la frontera  $x_b$  son identificadas. En la región detrás del shock químico, la cantidad de químico retenido es  $= A_i \rho_{gr} x_3 A (1 - \varphi)$ .

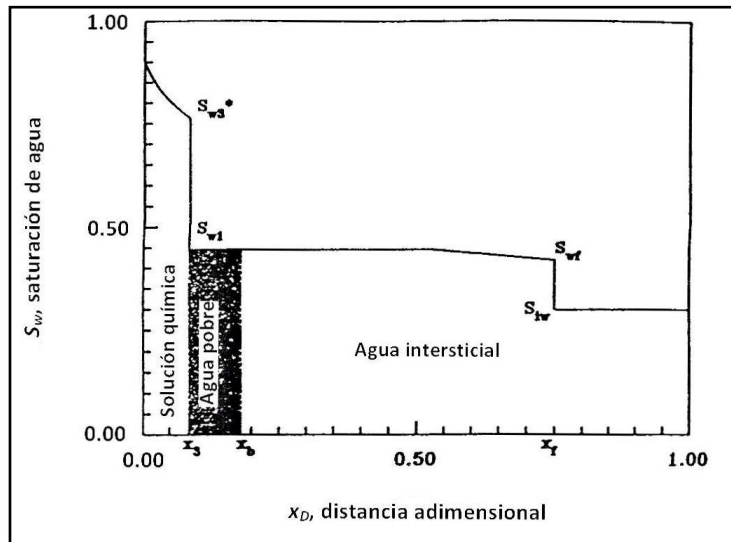


Figura 4.23 - Ubicación del agua pobre e intersticial durante una inyección química iniciada a la saturación de agua intersticial.

Debido a que la concentración de químicos en la solución inyectada es  $C_{ii}$ , el volumen de agua despojada o pobre liberada está dada por

$$V_w = [A_i \rho_{gr} x_3 A (1 - \varphi)] / C_{ii}, \dots \dots \dots (4.109)$$

Donde  $V_w$  = volumen de agua pobre. El agua pobre se limita al intervalo  $x_b - x_3$ , donde la saturación de agua es  $S_{w1}$ . Así,

$$A\varphi(x_b - x_3)S_{w1} = \frac{A_i\rho_{gr}x_3A(1 - \varphi)}{C_{ii}} \dots\dots\dots (4.110)$$

Resolviendo para  $x_b$  tenemos:

$$x_b = x_3 \left[ 1 + \frac{A_i\rho_{gr}(1 - \varphi)}{C_{ii}\varphi S_{w1}} \right], \dots\dots\dots (4.111)$$

O bien

$$x_{Db} = x_{D3}(1 + D_i/S_{w1}), \dots\dots\dots (4.112)$$

Recordando de la ecuación 4.53 que:  $x_{D3} = f_{w3}^* t_D$ .

Sustituyendo la ecuación 4.91 por  $f_{w3}^*$  obtenemos:

$$x_{Db} = t_D \left( \frac{f_{w1}}{S_{w1} + D_i} \right) \left( 1 + \frac{D_i}{S_{w1}} \right), \dots\dots\dots (4.113)$$

La ecuación 4.113 muestra que la ubicación de la frontera que separa al agua pobre de la intersticial es una función lineal de  $t_D$ . Así, la velocidad específica es constante y está dada por:

$$v_{Db} = \frac{dx_{Db}}{dt_D} = \frac{f_{w1}}{S_{w1}}, \dots\dots\dots (4.114)$$

La Figura 4.24 es un diagrama distancia/tiempo que muestra el movimiento del agua pobre y el de la intersticial.

También es posible el desarrollo de relaciones para la ubicación de la frontera entre el agua pobre y la residente, cuando una inyección de agua precede a una inyección de químicos, haciendo un balance de materia a las Especies químicas.

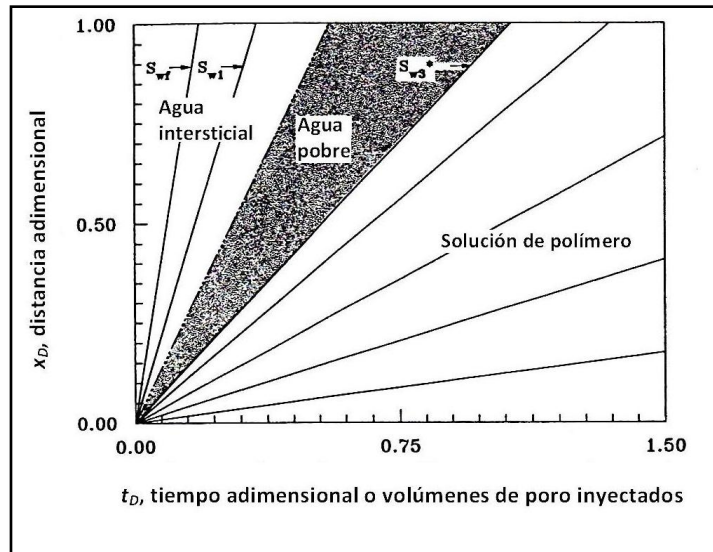


Figura 4.24 - Diagrama distancia/tiempo mostrando el movimiento del agua pobre e intersticial en una inyección química.

#### 4.5 Aplicaciones del modelo de inyección química.

El modelo de inyección química desarrollado en la Sec. 4.4 es útil para la comprensión de los procesos básicos de desplazamiento tanto de inyección de polímeros como de surfactantes. También puede ser ampliado para predecir el comportamiento de las inyecciones de agua carbonatada. En esta sección, el modelo de inyección química se utiliza para calcular el comportamiento del desplazamiento para una inyección de polímero a la saturación de agua intersticial, una inyección de químicos de baja tensión a la saturación de agua intersticial y una inyección de químicos de baja tensión a la saturación de aceite residual.

##### 4.5.1 Inyección de Polímeros en un sistema lineal inicialmente a la saturación de agua intersticial.

Algunos polímeros de alto peso molecular aumentan la viscosidad del agua significativamente cuando concentraciones del orden de unos cuantos cientos de partes por millón se disuelven en el agua. Dado que las soluciones de polímeros no se cree que alteren las curvas de permeabilidad relativa, la mejora en la recuperación de aceite es el resultado de un incremento en la viscosidad, tal como se planteo para la inyección de agua viscosa. Debido a que todos los polímeros son adsorbidos, o retenidos en las rocas porosas hasta cierto punto, la relación entre la retención del polímero en la roca y la concentración de polímero en la solución debe ser conocida. Mientras la isoterma de adsorción tenga una curvatura negativa, como en la Fig. 4.18, la suposición frente-definido utilizada en el modelo de inyección química puede aplicarse.

La estimación del comportamiento de la inyección de polímero cuando la saturación de agua inicial es uniforme, pero inmóvil, sigue el procedimiento general descrito en los capítulos 4.2 y 4.3. La velocidad específica del shock de polímero se calcula con la Ecuación 4.44 o la Ecuación 4.90, después los valores de  $(f_{w3}^*, S_{w3}^*)$  y  $(f_{w1}, S_{w1})$  son encontrados de la intersección de una línea de  $(0, -D_p)$  a  $f_w^*-S_w^*$ , como se muestra en la Fig. 4.19.

$$v_{D3}^* = \frac{f_w^*}{S_w^*} = \frac{f_{w3}^* f_{w1}}{S_{w3}^* S_{w1}} = \frac{f_{w3}^*}{S_{w3}^* + D_i} = \frac{f_{w1}}{S_{w1} + D_i}, \dots \dots \dots (4.115)$$

La ecuación 4.115 es también una expresión de la condición para que las velocidades específicas de las soluciones de agua y de polímeros sean iguales en una frontera miscible.

Si  $S_{w1} < S_{wf}$ , el segundo shock viaja a una velocidad específica dada por:

$$v_{D1} = f_{w1} / (S_{w1} - S_{iw}), \dots \dots \dots (4.116)$$

El perfil de saturación antes de la ruptura de agua es similar al de la Fig. 4.14. El comportamiento del desplazamiento se calcula siguiendo el mismo procedimiento descrito en la Sec. 4.3. El ejemplo 4.4 ilustra el cálculo del comportamiento de la inyección de polímeros a la saturación de agua intersticial.

**Ejemplo 4.4 – Inyección de polímero en un sistema lineal.**

*Una inyección de polímero se llevará a cabo en un sistema lineal. Las propiedades de la roca y de los fluidos del Ejemplo 4.1 serán utilizados. La viscosidad del aceite es de 40 cp. Una concentración de polímeros de 300 ppm es utilizada para aumentar la viscosidad del agua inyectada a 4 cp, y la isoterma de adsorción de la Fig. 4.18 representa la retención de polímero en la roca. Estimar la recuperación de aceite como una función de PV's inyectados. La densidad de la roca es 2.65 g/cm<sup>3</sup>, y la porosidad es 0.267.*

**Solución:**

*El valor de  $D_i$  debe ser estimado a partir de la isoterma de adsorción antes de que  $(f_{w3}^*, S_{w3}^*)$  y  $(f_{w1}, S_{w1})$  puedan ser determinados. De la Fig. 4.18,  $A_i = 17.5 \mu\text{g}$  de polímero/g de roca.*

$$\begin{aligned} C_{ii} &= 300 \text{ ppm} \\ &= 300 \times 10^{-6} \text{ g/cm}^3 \end{aligned}$$

*De la Ecuación 4.89,*



$$\hat{C}_{ii} = \left( \frac{17.5 \times 10^{-6} \text{ g}}{\text{g de roca}} \right) \left( \frac{2.65 \text{ g de roca}}{\text{cm}^3 \text{ volumen de roca}} \right) \times \left[ \frac{(1 - 0.267) \text{ cm}^3 \text{ volumen de roca}}{0.267 \text{ cm}^3 \text{ PV}} \right]$$

$$= 1.27 \times 10^{-4} \text{ g/cm}^3 \text{ PV}$$

Así,  $D_i$  se calcula con la Ecuación 4.88:

$$D_i = \hat{C}_{ii} / C_{ii}$$

$$= (1.275 \times 10^{-4}) / (300 \times 10^{-6})$$

$$= 0.424$$

Los diagramas de  $f_w^* - S_w^*$  y  $f_w - S_w$  se muestra en la Fig. 4.19 con la tangente trazada de  $(-0.424, 0)$  a la curva  $f_w^* - S_w^*$ . A partir de esta construcción,  $f_{w3}^* = 0.9657$ ,  $f_{w1} = 0.8319$ ,  $S_{w3}^* = 0.6082$ ,  $S_{w1} = 0.462$ , y  $f'_{w3} = 0.9356$ . En este caso,  $S_{w1} > S_{wf}$ , de tal manera que dos shocks se forman separados por una región de saturación de agua constante a  $S_{w1}$  y una región donde  $S_w$  disminuye de  $S_{w1}$  a  $S_{wf}$ .

El shock de polímero viaja a una velocidad específica igual a:

$$v_{D3}^* = \frac{f_{w3}^* - f_{w1}}{S_{w3}^* - S_{w1}}$$

$$= 0.9356.$$

El shock de inyección de agua viaja a la misma velocidad específica (5.3958) como en el Ejemplo 4.3, mientras que el frente del banco de aceite viaja a la velocidad de la saturación  $S_{w1}$  en la curva de flujo fraccional  $f_w - S_w$ . Esta velocidad específica es  $f'_{w1}$ . El resto de la solución es igual que en el Ejemplo 4.3. Las siguientes ecuaciones dan la ubicación de las tres regiones en función de  $t_D$ :

$$x_{Df} = 5.3958 t_D$$

$$x_{D1} = 2.8846 t_D$$

Y

$$x_{D3} = 0.9356 t_D.$$

La Fig. 4.25 es el perfil de saturación cuando  $x_{Df} = 0.75$ . Debido a que  $S_{w1} > S_{wf}$ , hay una pequeña región de saturación variable en la que  $S_{w1} > S_w > S_{wf}$ .

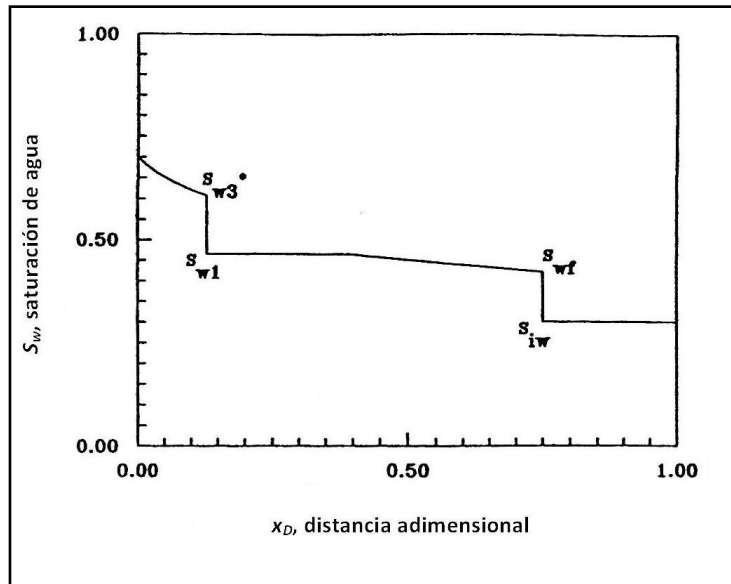


Figura 4.25- Perfil de saturación cuando  $x_{Dt} = 0.75$ , ejemplo 4.4.

La Fig. 4.26 compara la recuperación de aceite de la inyección de polímero con la recuperación de aceite de la inyección de agua viscosa del Ejemplo 4.3. Recordemos que las viscosidades de las soluciones inyectadas son idénticas. La recuperación de la inyección de polímeros retrasa la inyección de agua debido a que el shock de polímero viaja a una velocidad específica menor por la retención de polímero. A un  $t_D$  grande, las recuperaciones son idénticas.

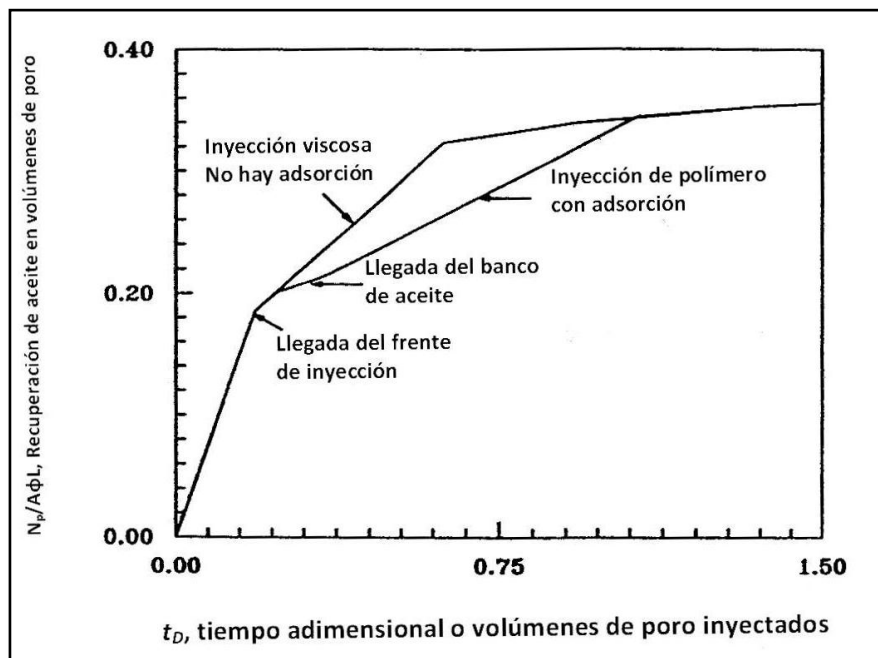


Figura 4.26 - Comparación de la recuperación de aceite de una inyección de agua viscosa y una inyección de polímero iniciada a la saturación de agua intersticial, ejemplo 4.4.

### 4.5.2 Inyección de baja tensión de un sistema lineal inicialmente a la saturación de agua intersticial.

La adición de ciertos químicos al agua inyectada puede reducir la IFT entre el fluido inyectado y el aceite. Una inyección de baja tensión es aquella en la que la IFT es del orden de  $10^{-3}$  dinas/cm o menos. La mezcla de químicos es tratada como un solo componente.

La reducción de la IFT entre dos fluidos en la roca porosa tiene dos efectos sobre las curvas de permeabilidad relativa. En primer lugar, las curvas de permeabilidad relativa tienen una menor curvatura. En las funciones de permeabilidad relativa utilizadas en esta tesis, los valores de  $m$  y  $n$  disminuirían, acercándose a un valor límite de 1.0, donde los fluidos son completamente miscibles. El segundo efecto es una reducción de la ROS de la  $S_{or}$ , el aceite residual de la inyección, a la  $S_{orc}$ , saturación residual de la inyección de baja tensión. Por lo tanto, la curva de flujo fraccional que representa al sistema de aceite de baja tensión se desplazara hacia saturaciones de agua mayores, como se muestra en la Fig. 4.27, y tendrá una curvatura diferente.

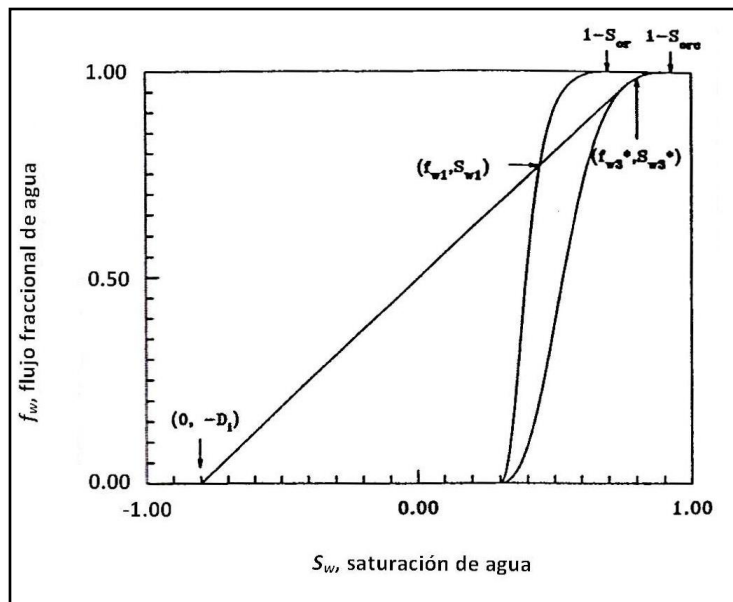


Figura 4.27 - Diagrama de flujo fraccional para un sistema de baja tensión, ejemplo 4.5.

Los químicos que reducen la IFT tienen una característica en común con los polímeros: adsorción y retención se producen como consecuencia de las interacciones roca/fluido. La adsorción de los constituyentes químicos, principalmente surfactantes, es a menudo mucho mayor que para los polímeros. Las isothermas de adsorción son similares por su forma a la Fig. 4.18, con curvatura negativa, y por la suposición de frente-definido empleada.

La estimación del comportamiento de desplazamiento de una inyección de baja tensión a la saturación de agua intersticial es similar al enfoque esbozado en la

Sec. 4.5.1. En primer lugar, la isoterma de equilibrio de adsorción es necesaria para calcular  $D_i$ . Las funciones de permeabilidad relativa correspondientes a la inyección de baja tensión son utilizadas si están disponibles. De lo contrario, el uso de las curvas de permeabilidad relativa para una inyección de agua normal dará resultados moderados. Las curvas de flujo fraccional son mostradas en la Fig. 4.27. La tangente de  $(0, -D_i)$  a la curva  $f_{w3}^* - S_w^*$  da los valores de  $(f_{w3}^*, S_{w3}^*)$  y  $(f_{w1}, S_{w1})$ , como en la Sec. 4.4.1. El resto de los cálculos son idénticos a los descritos en la Sec. 4.2.2 y en el ejemplo 4.3.

Al igual que en las inyecciones de polímero, dos shocks se forman. El shock de inyección de agua en el frente se mueve a la mayor velocidad y es seguido por el shock químico. Si  $S_{w1} > S_{wf}$ , los dos shocks serán separados por una región de saturación constante,  $S_{w1}$ , con la velocidad del frente de inyección dada por la Ecuación 4.116.<sup>20</sup> El ejemplo 4.5 ilustra la aplicación de la teoría de avance frontal para una inyección de baja tensión.

**Ejemplo 4.5 - Inyección de baja tensión en un sistema lineal a la saturación de agua intersticial.**

*Ha sido encontrado un sistema químico el cual reduce la IFT lo suficiente como para obtener una ROS de 0.10 en pruebas de desplazamiento en el laboratorio para la roca del yacimiento y el sistema de aceite presentados en el Ejemplo 4.1. Las curvas de permeabilidad relativa para la inyección química se obtienen utilizando los mismos valores de  $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$ ,  $m$ , y  $n$ , como en el ejemplo 4.1, pero desplazando la ROS de 0.30 a 0.10. La viscosidad de la solución inyectada es de 4 cp. Preparar un diagrama  $x_D/t_D$  y determinar la recuperación de aceite ( $N_p/A\phi L$ ) como una función del PV inyectado a un  $t_D = 1.5$ .*

*Solución:*

*En este ejemplo, se asume que el químico es fuertemente absorbido con un valor de  $D_i = 0.8$ . Los valores de  $(f_{w3}^*, S_{w3}^*)$  y  $(f_{w1}, S_{w1})$  deben encontrarse mediante la construcción de la tangente a la curva de flujo fraccional, como se muestra en la Fig. 4.27. A partir de esta construcción,  $f_{w3}^* = 0.96619$ ,  $f_{w1} = 0.77070$ ,  $S_{w3}^* = 0.76304$ ,  $S_{w1} = 0.44680$ ,  $f'_{w3} = 0.61815$ , y  $f'_{w1} = 2.8846$ .*

*Debido a que  $S_{w1} > S_{wf}$ ,  $f_{wf} = 0.65076$ ,  $S_{wf} = 0.4206$ , y  $f'_{wf} = 5.3958$ .*

*Las ecuaciones siguientes dan las ubicaciones en forma adimensional de  $S_{wf}$ ,  $S_{w1}$  y  $S_{w3}^*$  como una función de  $t_D$ :*

$$x_{Df} = 5.3958t_D,$$

$$x_{D1} = 2.8846t_D,$$

Y

$$x_{D3}^* = 0.61815 t_D.$$

La construcción del diagrama  $x_D/t_D$  es sencilla. Las ubicaciones de las saturaciones  $S_{wf} \leq S_w \leq S_{w1}$  se obtienen de la ecuación de avance frontal:

$$x_D = \hat{f}_w t_D.$$

Las saturaciones  $S_w^* \geq S_{w3}$  se obtienen con la Ecuación 4.9 de la curva de flujo fraccional  $f_w^*-S_w^*$ :

$$x_D^* = \hat{f}_w^* t_D.$$

El grafico  $x_D/t_D$  se presenta en la Fig. 4.28.

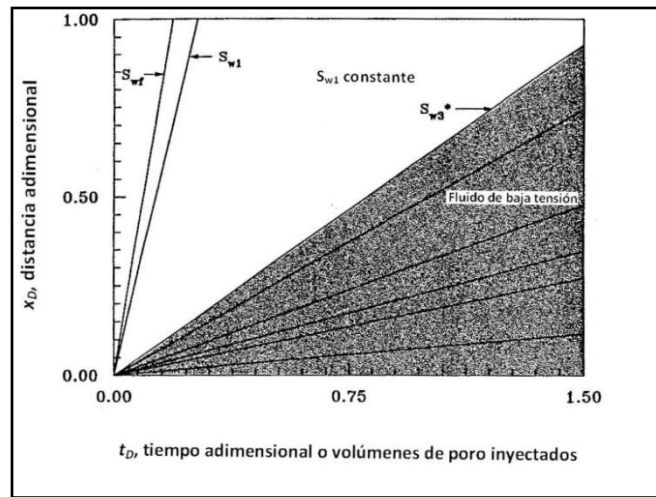


Figura 4.28 - Diagrama distancia/tiempo para una inyección de baja tensión a la saturación de agua intersticial, ejemplo 4.5.

Los cálculos de recuperación de aceite siguen el procedimiento descrito en la Sec. 4.2.2 y se ilustran en el Ejemplo 4.3. La tabla 4.9 resume los resultados y la Fig. 4.29 esquematiza la recuperación de aceite contra el PV inyectado,  $t_D$ .

TABLA 4.9 - RESUMEN DE CÁLCULOS DE RECUPERACIÓN DE ACEITE, EJEMPLO 4.5, INYECCIÓN DE BAJA TENSIÓN A LA SATURACIÓN DE AGUA INTERSTICIAL.

$S_{w2}$	$f_{w2}$	Region	$t_D$	$S_w$	$\frac{S_w - S_{iw}}$
0.4206	0.6508	← Llegada del frente de inyección	0.1853	0.4853	0.1853
0.4468	0.7707	← Llegada del banco de aceite	0.26286	0.5071	0.2071
0.7630	0.9662	← Llegada del shock de baja tensión	1.6177	0.8177	0.5177
0.78	0.9756	Inyección de baja tensión	2.0172	0.8292	0.5292
0.81	0.9877		3.1476	0.8487	0.5487
0.828	0.9926		4.3228	0.8600	0.5600
0.84	0.9951		5.5215	0.8671	0.5671
0.87	0.9989		12.8899	0.8701	0.5701
0.90	1.00		$\infty$		

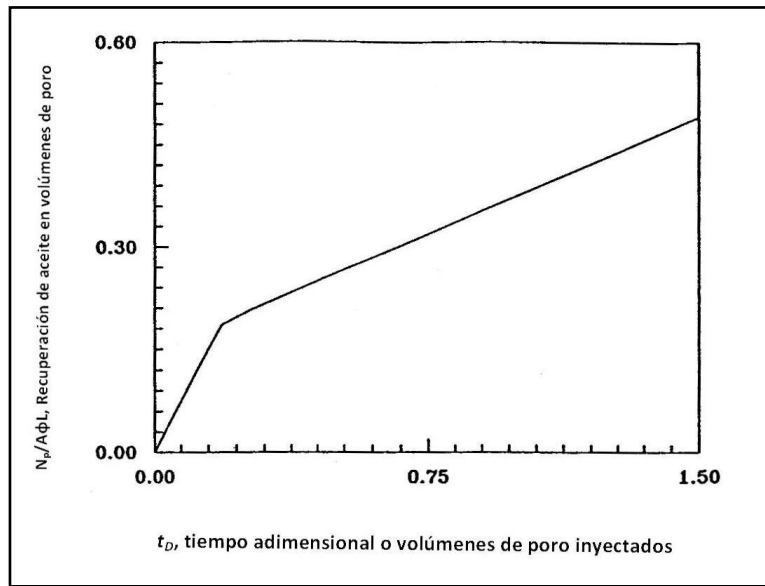


Figura 4.29 - Recuperación de aceite de una inyección de baja tensión a la saturación de agua intersticial, ejemplo 4.5.

#### 4.5.3 Inyección de baja tensión de un sistema lineal inicialmente a la ROS.

Una de las principales aplicaciones de las inyecciones de baja tensión se encuentra en los yacimientos que están cercanos a la ROS de la inyección de agua. En estos yacimientos, hay poco flujo de aceite en las regiones barridas por grandes volúmenes de agua. La inyección de un químico de baja tensión puede movilizar el aceite residual, creando un banco de aceite creciente que es desplazado a través del sistema por un shock químico.

El análisis del comportamiento del desplazamiento es similar al de la Sec. 4.5.2 con la excepción de que no hay flujo de aceite cuando se inicia la inyección de químicos. La Fig. 4.30 muestra el diagrama de flujo fraccional para la movilización de aceite residual. Un shock químico se forma con los mismos valores de  $(f_{w3}^*, S_{w3}^*)$  y  $(f_{w1}, S_{w1})$ , formando un banco de aceite con saturación de agua  $S_{w1}$ . Debido a que el aceite en el frente de este banco no se mueve, un segundo shock se crea donde  $S_{w1}$  aumenta abruptamente hasta  $1-S_{or}$ . La velocidad específica de este shock del banco de aceite es la pendiente de la línea que conecta a  $S_{w1}$  con  $1-S_{or}$ . Tenga en cuenta que el shock del banco de aceite se mueve más rápido que todas las demás saturaciones en el perfil de saturación mostrado en la Fig. 4.31.

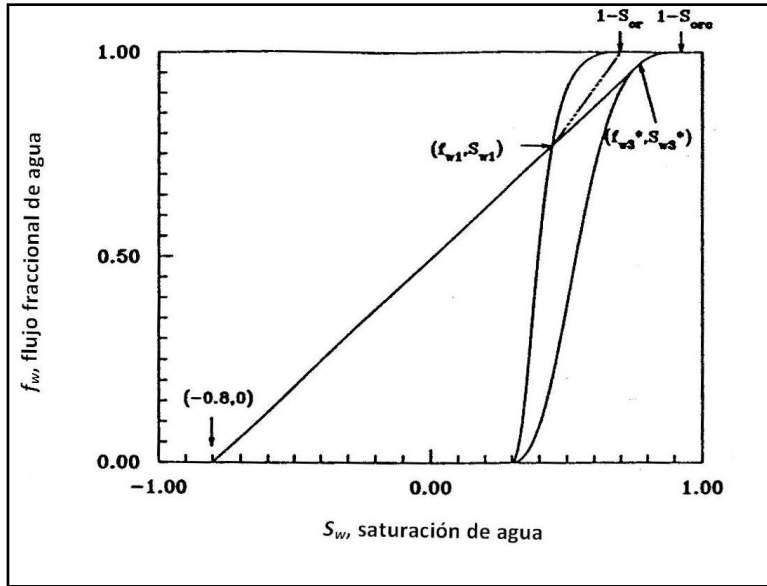


Figura 4.30 - Diagrama de flujo fraccional para la movilización de aceite residual debido a una inyección de baja tensión, ejemplo 4.6.

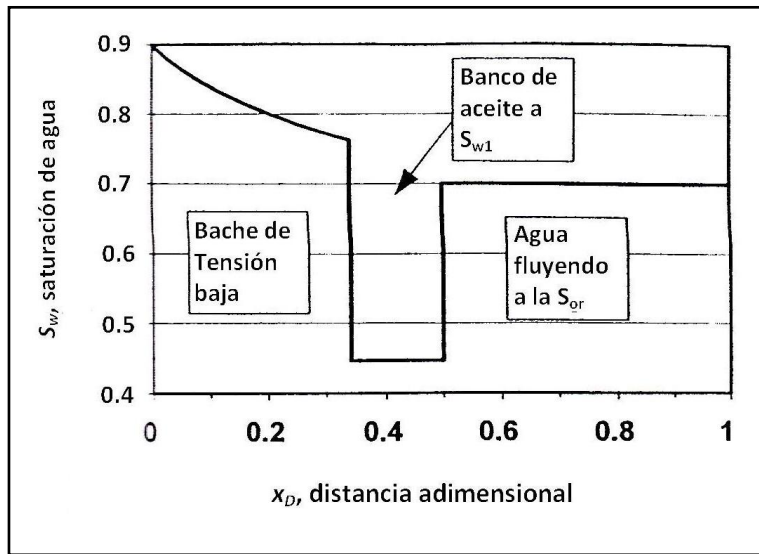


Figura 4.31 - Perfil de saturación para una inyección de baja tensión a la saturación de aceite residual.

El comportamiento de desplazamiento se calcula mediante la determinación de los tiempos de llegada de los distintos bancos. La velocidad específica del banco de aceite está dada por la Ecuación 4.117, mientras que su ubicación por la Ecuación 4.118.

$$v_{Do} = \frac{1 - f_{w1}}{1 - S_{or} - S_{w1}}, \dots \dots \dots (4.117)$$

$$x_{D\phi} = v_{D\phi} t_D, \dots \dots \dots (4.118)$$

El banco de aceite llega al final del sistema cuando

$$t_D = 1/v_{D0}, \dots \dots \dots (4.119)$$

El shock químico viaja a una velocidad específica dada por la Ecuación 4.91,

$$v_{D3}^* = f_{w3}^*/(S_{w3}^* + D_i),$$

y llega al final del sistema cuando (Ecuación 4.95)

$$t_D = (S_{w3}^* + D_i)/f_{w3}^*.$$

El desplazamiento de aceite se calcula de la misma manera que para la inyección de polímero, salvo que no hay recuperación de aceite hasta que el banco de aceite se origina. Posteriormente, la saturación de agua promedio en el sistema lineal está dada por las ecuaciones 4.57 y 4.58. El ejemplo 4.6 ilustra la predicción del comportamiento de la inyección de baja tensión a la ROS.

**Ejemplo 4.6 – Inyección de baja tensión en un sistema lineal a la ROS de la inyección de agua.**

*Una inyección de baja tensión se llevará a cabo en un sistema lineal a la ROS. El sistema químico tiene las mismas propiedades que en el ejemplo 4.5. Esto es; la solución química deja una ROS de 0.10 después de la inyección química, es retenida por la roca para dar  $D_i = 0.8$ , y tiene una viscosidad de 4 cp. La ROS de la inyección de agua es de 0.32. Las relaciones de permeabilidad relativa están dadas por las ecs. 4.14 a la 34.16. Estimar la recuperación de aceite como una función del PV inyectado.*

*Solución:*

*Todas las propiedades son las mismas que en el ejemplo 4.5 salvo la saturación de aceite inicial. La saturación del frente de inyección es ahora  $S_{w1}$ , y el banco de aceite correspondiente a esta saturación se desplaza a una velocidad específica dada por la Ecuación 4.117.*

$$\begin{aligned} v_{D0} &= (1 - f_{w1})/(1 - S_{or} - S_{w1}) \\ &= (1 - 0.7707)/(1 - 0.3 - 0.4468) \\ &= 0.9056. \end{aligned}$$

*El banco de aceite llega al final del sistema lineal en*

$$t_D = 1/v_{D0}$$



$$t_D = 1/0.9056$$

$$= 1.1043.$$

Antes de este tiempo, agua es producida del sistema. El largo tiempo necesario para la llegada del banco de aceite es el resultado del gran valor de  $D_i$  asumido en este ejemplo. En la mayoría de los sistemas de interés comercial, la ruptura ocurre de 0.2 a 0.5 de los PV's inyectados. La Fig. 4.32 presenta el diagrama distancia/tiempo para este ejemplo.

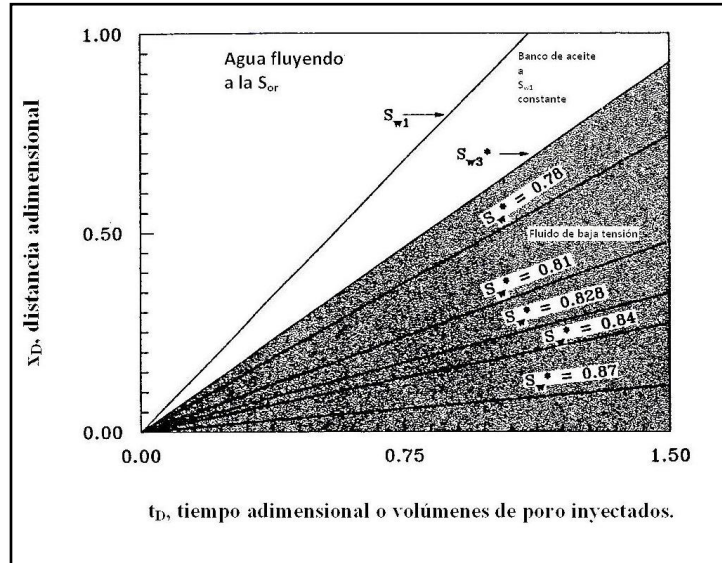


Figura 4.32 - Diagrama distancia/tiempo para una inyección de baja tensión a la saturación de aceite residual, ejemplo 4.6.<sup>20</sup>

El aceite es producido a un corte de aceite constante hasta que el shock químico llega al final del sistema cuando  $t_D = 1.6177$ . Cuando esto sucede, la saturación de agua promedio está dada por la Ecuación 4.60.

$$\bar{S}_w^* = S_{w3}^* + t_D(1 - f_{w3}^*)$$

$$= 0.7630 + (1.6177)(1 - 0.9662)$$

$$= 0.8177.$$

Debido a que la saturación de agua inicial,  $S_{wi}$ , fue de 0.70, el volumen de aceite desplazado cuando el shock químico llega es de 0.8177-0.70, o 0.1177.

Las saturaciones promedio cuando  $S_{w2} > S_{w3}^*$  son idénticas a las que se muestran en la Tabla 4.9. El aceite desplazado es  $\bar{S}_w - S_{wi}$ . La tabla 4.10 resume los resultados de estos cálculos. La recuperación de aceite se grafica contra los PV's inyectados en la Fig. 4.33.

Tabla 4.10 – Cálculos de recuperación de aceite para una inyección química de baja tensión a la saturación de aceite residual, ejemplo 4.6\*

$S_{w2}$	$f_{w2}$	Region	$t_D$ en $x_D = 1.0$	$S_w$	Aceite desplazado $\bar{S}_w - S_{wi}$ $= N_p / A\phi L$
0.4468	0.77070	← Llegada del banco de aceite	1.1043	0.70	0
0.7630	0.9662	← Llegada del shock de baja tensión	1.6177	0.8177	0.1177
0.78	0.9756	{ Inyección de baja tensión }	2.0172	0.8292	0.1292
0.81	0.9877		3.1476	0.8487	0.1487
0.828	0.9926		4.3228	0.8600	0.1600
0.84	0.9951		5.5215	0.8671	0.1670
0.87	0.9989		12.8899	0.8701	0.1701
0.90	1.0000		$\infty$	0.9000	0.2000

\* $S_{wi} = 0.7$ .

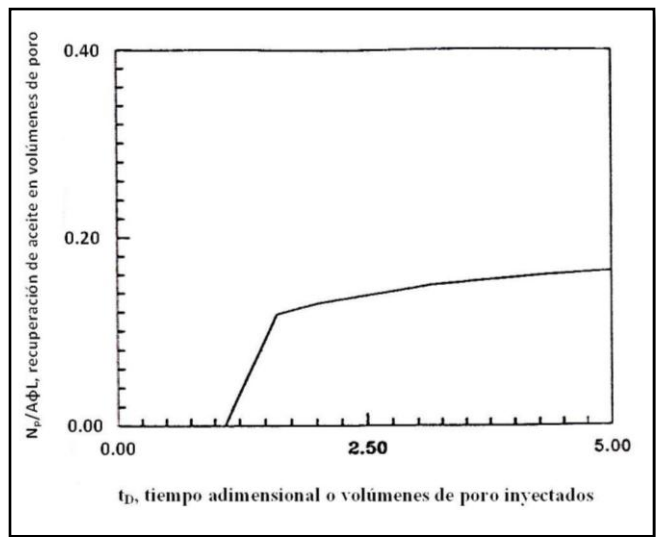


Figura 4.33 - Recuperación de aceite de una inyección de baja tensión a la saturación de aceite residual.

*Tenga en cuenta que la forma de las funciones de permeabilidad relativa produce un cero derivado de la curva de flujo fraccional a la  $S_{or}$ . Por lo tanto, una  $S_{orc} = 0.10$  no puede ser alcanzada en un tiempo finito.*

#### 4.6 Desplazamiento de baches.

Los químicos usados en los procesos EOR son costosos y es por esta razón que la inyección continua de polímero, surfactante, o un solvente miscible no es económicamente posible. La teoría de avance frontal puede aplicarse para investigar el uso de un bache químico en vez de la inyección continua. El bache químico es desplazado por un fluido impulsor, que se asume es miscible con el bache. Por ejemplo, agua viscosa o polímero pueden ser desplazados por agua que no contiene químicos de inyección. Como en el uso anterior de la teoría de

avance frontal, la mezcla entre fluidos miscibles es despreciada. Por lo tanto, la digitación viscosa o desplazamiento inestable causado por relaciones de movilidad desfavorables no son considerados para el método aquí presentado.

**4.6.1 Desplazamiento semejante al de un pistón.**

Un ejemplo simple es usado para ilustrar el desplazamiento de un bache a través de un sistema lineal como una inyección de agua viscosa con una especie química no adsorbente. La viscosidad del fluido viscoso es lo suficientemente grande como para que  $f_{w3}^* \cong 1.0$  y  $S_{w3}^* \cong 1 - S_{or}$ . Así pues, el perfil de saturación durante la inyección del fluido viscoso es representado en la figura 4.34, cuando la inyección comienza a la saturación de agua intersticial y  $S_{w1} < S_{wf}$ .

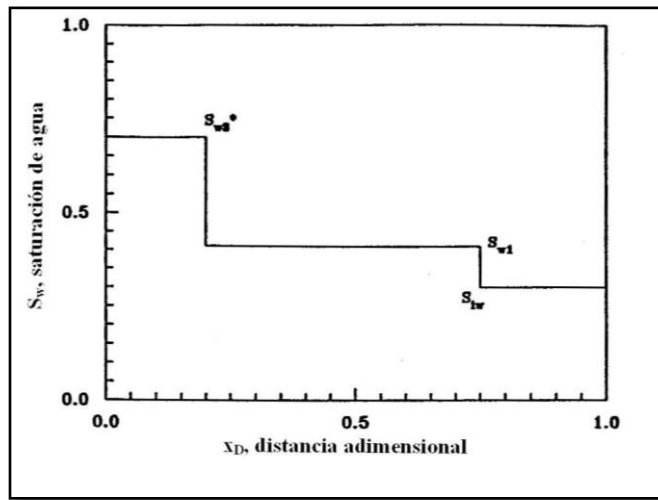


Figura 4.34 - Perfil de saturación para una inyección de agua viscosa en un desplazamiento similar a un pistón.

Las velocidades adimensionales del frente de inyección y los shocks de saturación están dados por las ecuaciones 4.63 y 4.120, respectivamente.

$$v_{D3}^* = 1/(1 - S_{or}), \dots \dots \dots (4.120)$$

En  $t_{D0}$ , la inyección es cambiada a agua de empuje de baja viscosidad. El agua de empuje es miscible con el agua viscosa y en la frontera entre estos fluidos  $v_{Dw} = v_{Dv}$ , ó:

$$f_w/S_w = f_w^*/S_w^*, \dots \dots \dots (4.121)$$

Con las propiedades del fluido viscoso descrito anteriormente,

$$f_{w3}^* = f_w^* = 1, \dots \dots \dots (4.122)$$

Y

$$S_{w3}^* = S_w^* = 1 - S_{or}, \dots \dots \dots (4.123)$$

Por lo tanto, la velocidad de la frontera miscible, o la pendiente de la trayectoria  $x_D - t_D$ , está dada por:

$$dx_D/dt_D = v_{Db} = 1/(1 - S_{or}), \dots \dots \dots (4.124)$$

El agua de empuje llega al final del sistema lineal cuando:

$$t_D = t_{Do} + 1 - S_{or}, \dots \dots \dots (4.125)$$

La figura 4.35 muestra la trayectoria del bache. La figura 4.36 muestra el perfil de concentración correspondiente a la especie química no adsorbente en el bache viscoso. Debido a que no hay mezcla entre el agua de empuje y el bache viscoso, un pequeño bache es tan efectivo como un bache grande en este ejemplo. En la práctica, este nunca será el caso.

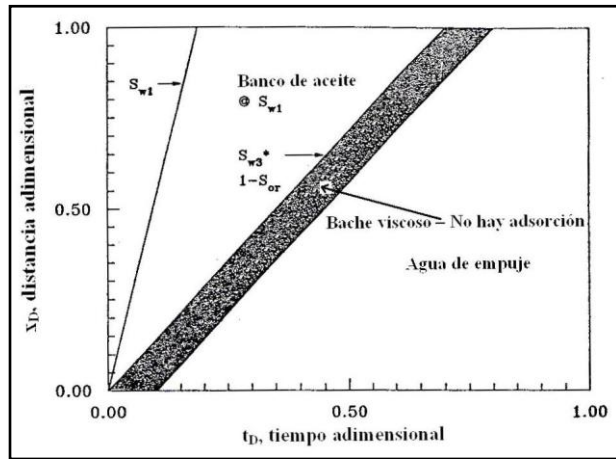


Figura 4.35 - Trayectoria del bache cuando un bache no adsorbente es desplazado a través de una roca porosa.

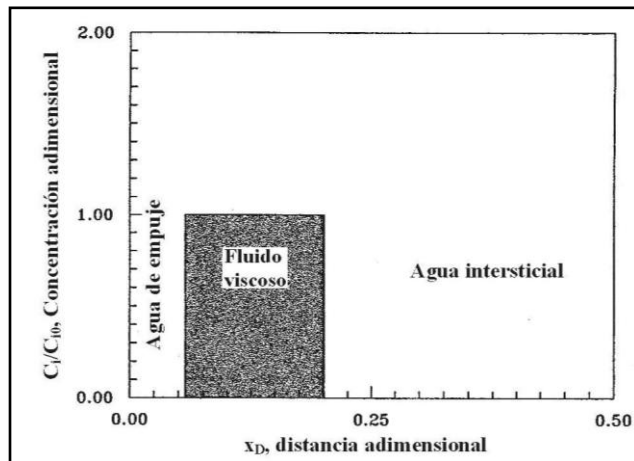


Figura 4.36 - Perfil de concentración durante el desplazamiento de un bache de químico no adsorbente a través de roca porosa.

**Desplazamiento de un bache adsorbente.** Cuando una especie química, como polímero o surfactante, se adsorbe o es retenida en la roca por un proceso de equilibrio, este se desorbera cuando haga contacto con el agua de empuje que no contiene químicos. El proceso de desorción es idéntico al proceso de adsorción, por lo tanto, el perfil de concentración de la especie química a diferentes tiempos es una onda cuadrada que viaja a través del sistema lineal a una velocidad específica dada por la ecuación 4.91:

$$v_{Db} = f_{w1}/(S_{w1} + D_i) = 1/(1 - S_{or} + D_i), \dots \dots \dots (4.126)$$

El agua de empuje inicialmente viaja a una velocidad específica dada por la ecuación 4.124 la cual es mayor que la velocidad de la parte posterior del bache químico pero disminuye su velocidad debido a que la especie química se desorbe dentro del agua de empuje. La figura 4.37 es el diagrama distancia/tiempo de la inyección química mostrando el movimiento del bache.

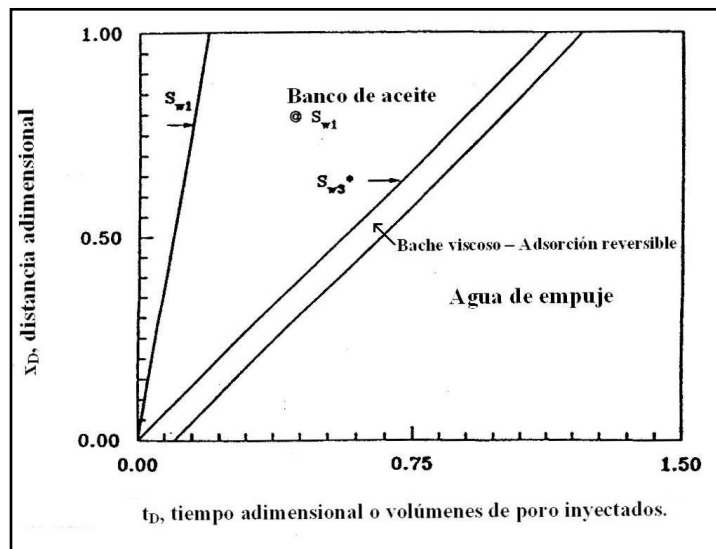


Figura 4.37 - Diagrama distancia/tiempo para el desplazamiento de un bache adsorbente a través de roca porosa.

**Desplazamiento de un bache químico que no se desorbe.** Algunas especies químicas retenidas por la roca se desorben a un gasto tan lento que el proceso de retención puede considerarse irreversible. Cuando un bache que contiene estas especies es desplazado a través de la roca porosa, la desorción del químico dentro del agua de empuje es despreciable. La roca porosa detrás del shock químico contiene la concentración inyectada  $C_{ij}$ . Debido a que se asume que la retención es irreversible, el bache disminuye continuamente de tamaño (pero no en concentración) a medida que es desplazado a través de la roca. Esto se describe en la figura 4.38, donde los perfiles de concentración se muestran como una función de  $t_D$  para un bache químico equivalente a 0.424 PV en  $x_D = 0$ .

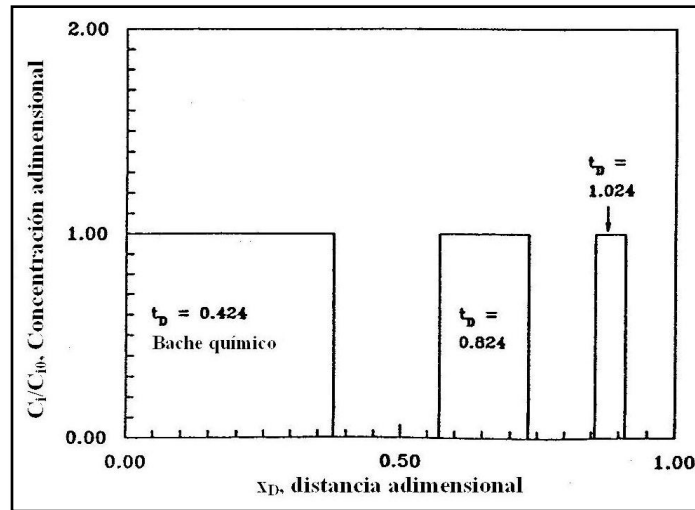


Figura 4.38 - Perfil de concentración para el desplazamiento de un bache químico que no presenta desorción.

Si el bache químico es lo suficientemente pequeño, este desaparecerá antes de alcanzar el final del sistema lineal, y el desplazamiento regresa a las curvas de flujo fraccional de la inyección de agua original en este punto. El diseño de un bache ideal propagaría el bache justo hasta el final del sistema antes de que este se desvanezca. Es posible estimar este tamaño de bache ideal a partir de la teoría de flujo fraccional visualizando el proceso de desplazamiento en el diagrama distancia/tiempo.

La sección 4.5 muestra que el bache químico viaja a una velocidad específica dada por la ecuación 4.91:

$$v_{D3} = f_{w3}^*/(S_{w3}^* + D_i), \dots \dots \dots (4.127)$$

Cuando la inyección química comienza en  $t_D = 0$ , el borde delantero del bache químico llega al final del sistema lineal en un tiempo adimensional dado por

$$t_D = (S_{w3}^* + D_i)/f_{w3}^*, \dots \dots \dots (4.128)$$

Para las condiciones de desplazamiento similar al de un pistón asumidas en esta sección,

$$t_D = 1 - S_{or} + D_i, \dots \dots \dots (4.129)$$

La parte posterior del bache químico es desplazado por el agua de empuje. Debido al desplazamiento similar al de un pistón, la miscibilidad, y la suposición de que no existe mezcla o digitación viscosa, la frontera de agua de empuje se mueve a una velocidad dada por

$$v_{Dw} = 1/(1 - S_{or}), \dots \dots \dots (4.130)$$

Esta velocidad es mayor que la velocidad del shock químico y rastrea la parte posterior del bache químico cuando la retención es irreversible. El agua de empuje llega al final del sistema lineal a un tiempo adimensional dado por:

$$t_D = t_{D0} + 1 - S_{or}, \dots \dots \dots (4.131)$$

El bache químico se desvanece en cuanto alcanza el final del sistema, es decir, cuando las ecuaciones 4.129 y 4.131 tienen el mismo valor de  $t_D$ . Por lo tanto, cuando  $t_{D0} = D_i$ , el bache químico solo alcanzara el final del sistema cuando este se haya desvanecido.<sup>20</sup> La figura 4.39 es un diagrama distancia/tiempo que describe el movimiento del bache químico.

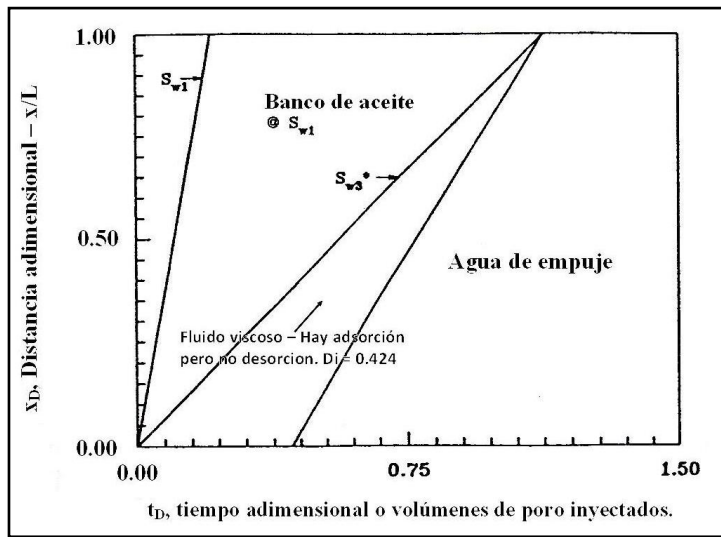


Figura 4.39 - Diagrama distancia/tiempo para el desplazamiento de un bache químico que no presenta desorción.

#### 4.6.2 Desplazamiento no similar al de un pistón.

En varios sistemas,  $S_{w3}^* \neq 1 - S_{or}$ . En consecuencia, una región de flujo bifásico existe detrás del frente de inyección viscosa, como se describe en la sección 4.3. Cuando el químico es inyectado como bache, el fluido de empuje desplaza esta región de saturación variable. La eficiencia de desplazamiento del bache depende de las características del fluido de empuje.

Si la movilidad del fluido de empuje es igual a la movilidad del bache químico y la adsorción o desorción no afectan a las viscosidades ni a las permeabilidades relativas, el bache será desplazado a través de la roca porosa como si dicho bache fuera infinito. Esta es una situación idealizada la cual no existe. En consecuencia, el desplazamiento de un bache químico cuando existen diferencias marcadas entre las curvas de flujo fraccional del bache químico y las del fluido de empuje debe investigarse.

Considérese una inyección de agua viscosa con un químico no adsorbente como el que se examinó en la sección 4.3. Asíumase que un bache de solución viscosa igual a  $t_{D0}$  es inyectado antes de cambiar a agua de empuje de baja viscosidad. La digitación viscosa se desprecia, y se asume que el agua de empuje y el fluido viscoso son miscibles. La digitación viscosa y la dispersión se asumen como despreciables, para simplificar el desarrollo de los modelos conceptuales presentados en esta sección. Cuando la digitación viscosa y/o la dispersión son incorporadas en los modelos, los cálculos del desplazamiento se vuelven complejos. Los resultados predichos al despreciar estos términos son siempre optimistas y por lo tanto determinan límites superiores en el comportamiento de desplazamiento.

Cuando la inyección del agua de empuje comienza, el perfil de saturación está dado por la figura 4.25. Las curvas de flujo fraccional para los dos fluidos son representados por la figura 4.12. La velocidad específica del agua de empuje a cualquier saturación es mayor que las velocidades específicas de las saturaciones detrás del frente de inyección viscosa, por lo tanto, el agua de empuje corta en la parte posterior del perfil de saturación, formando una discontinuidad de saturación entre el agua de empuje y el fluido viscoso, como se muestra en la figura 4.40.

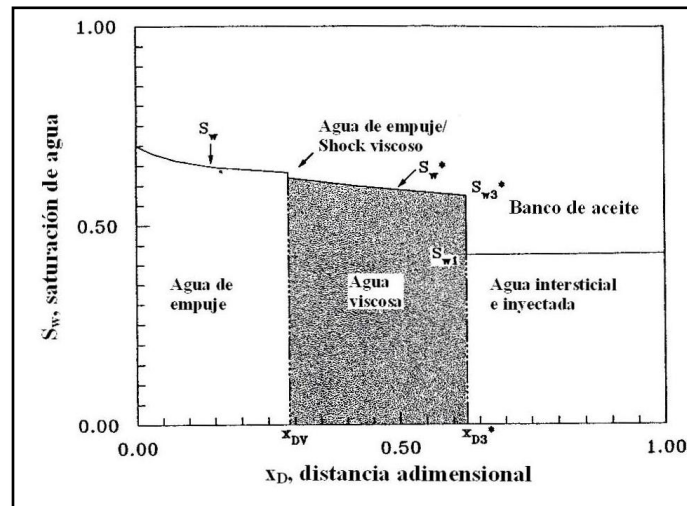


Figura 4.40 - Perfil de saturación para el desplazamiento de un bache viscoso no adsorbente por agua de empuje.

La velocidad específica de esta discontinuidad está dada por:

$$v_{Dv} = (f_w - f_w^*) / (S_w - S_w^*),$$

donde  $(f_w, S_w)$  y  $(f_w^*, S_w^*)$  son los pares flujo fraccional/saturación que satisfacen los requerimientos de balance de materia para la discontinuidad, como se muestra en la figura A-1.



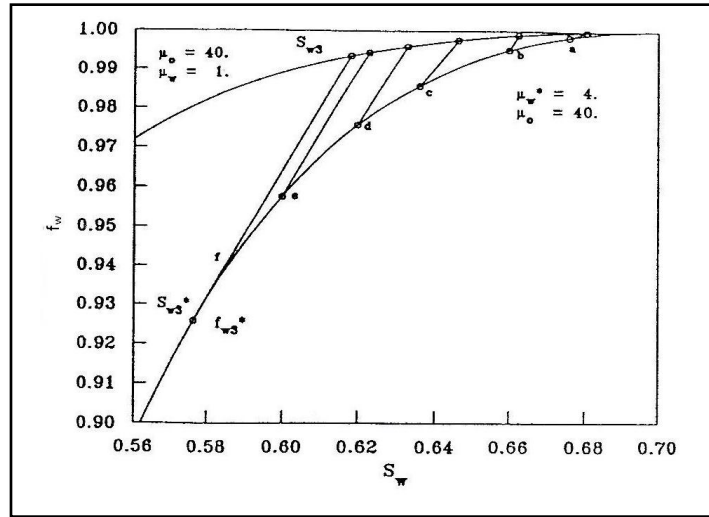


Figura A-1 - Diagrama de flujo fraccional que muestra la saturación del comportamiento del frente de inyección viscosa; ejemplo A-1 con parámetros de los ejemplos 4.1 y 4.2.

Debido a que el agua de empuje y el agua viscosa son miscibles,

$$v_{Dv} = f_w / S_w = f_w^* / S_w^*.$$

La trayectoria seguida por la discontinuidad de saturación entre el agua de empuje y el fluido viscoso es estimada con el método front-tracking (rastreo del frente). En este caso, el shock de agua de empuje que avanza interseca trayectorias de saturación constante,  $S_w^*$ , eliminando estas saturaciones, mientras que las saturaciones  $S_w$  se desarrollan a partir de la discontinuidad de saturación.

El método front-tracking inicia cuando la inyección de agua de empuje comienza y determina el tiempo requerido para que el shock viscoso interseque un pequeño valor de  $S_w^*$  en el perfil de saturación.

Se asume que las saturaciones del banco de aceite y del frente de inyección para la inyección de agua viscosa son establecidas instantáneamente, como se describió en la sección 4.3, cuando se inyecta un fluido viscoso no-adsorbente dentro de un sistema lineal a la saturación de agua intersticial. Las ubicaciones de las saturaciones  $S_w^*$  son obtenidas de la ecuación de avance frontal, y dadas por:

$$x_D^* = t_D \hat{f}_w^*, \dots \dots \dots (4.132)$$

El shock de agua de empuje se forma en  $t_D = t_{D1}$  cuando la inyección es cambiada de agua viscosa a agua de empuje. Este shock viaja a una velocidad promedio de  $\bar{v}_{Dv}^{n+1}$  entre los periodos de tiempo  $n$  y  $n + 1$ , donde

$$\bar{v}_{Dv}^{n+1} = \frac{1}{2} \left[ \left( \frac{f_w^*}{S_w^*} \right)^{n+1} + \left( \frac{f_w^*}{S_w^*} \right)^n \right], \dots \dots \dots (4.133)$$

Como se señalo anteriormente, la velocidad de este shock es mayor que  $v_{Dw}^*$  y alcanza a  $S_w^*$ .

$$x_{Dv}^{n+1} = x_{Dv}^n + \bar{v}_{Dv}^{n+1}(t_D^{n+1} - t_D^n), \dots \dots \dots (4.134)$$

Debido a que  $S_w^*$  es alcanzada por el shock,

$$x_{Dv}^{n+1} = t_D^{n+1} \hat{f}_w^{*n+1}, \dots \dots \dots (4.135)$$

Y

$$x_{Dv}^n = t_D^n \hat{f}_w^{*n}, \dots \dots \dots (4.136)$$

Donde  $S_w^{*n}$  = saturación alcanzada por el shock viscoso en el periodo de tiempo  $n$  y  $S_w^{*n+1}$  = saturación alcanzada por el shock viscoso en el periodo de tiempo  $n+1$ . El momento cuando la saturación  $S_w^{*n+1}$  es alcanzada por el shock de agua de empuje esta dado por:

$$t_D^{n+1} = t_D^n [(\hat{f}_w^{*n} - \bar{v}_{Dv}^{n+1}) / (\hat{f}_w^{*n+1} - \bar{v}_{Dv}^{n+1})], \dots \dots \dots (4.137)$$

La solución sucesiva para los pares de  $t_D^{n+1}$  y  $x_{Dv}^{n+1}$  genera la trayectoria del shock de agua de empuje. La figura 4.41 muestra el diagrama distancia/tiempo para la inyección de agua viscosa del ejemplo 4.3 cuando la inyección de agua de empuje empieza en  $t_{D0} = 0.2$ .<sup>20</sup> Los cálculos de apoyo asociados con el desarrollo de la figura 4.41 son presentados en el ejemplo 4.7.

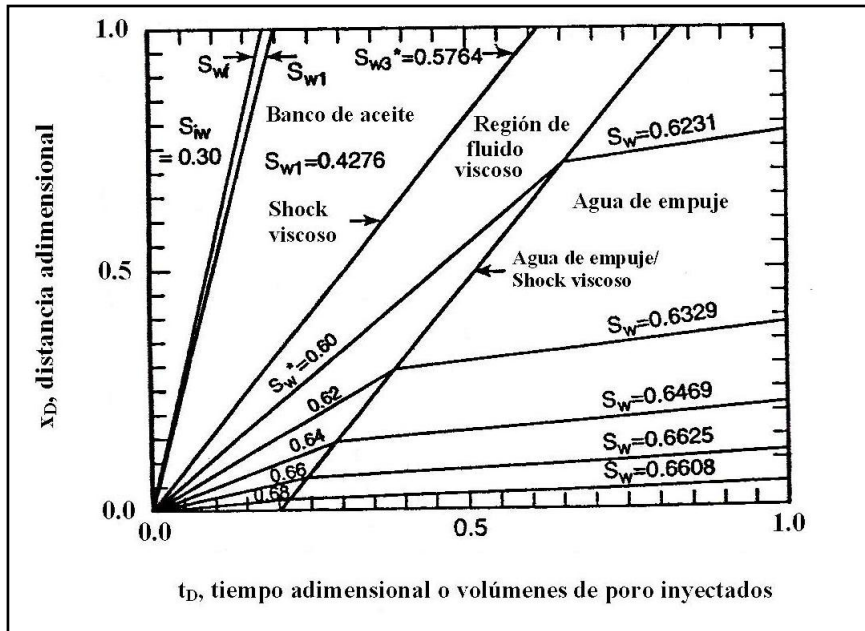


Figura 4.41 - Diagrama distancia/tiempo para el desplazamiento de un bache viscoso 0.2 PV por agua de empuje cuando el fluido viscoso no presenta adsorción, ejemplo 4.7.<sup>20</sup>

**Ejemplo 4.7 - Inyección de un bache de agua viscosa.**

La inyección de agua viscosa descrita en el ejemplo 4.3 se convertirá en una inyección de agua de empuje después de que 0.2 PV's de agua viscosa son inyectados. Preparar el diagrama distancia/tiempo para esta inyección.

Solución:

El perfil de saturación es calculado cuando la inyección de agua de empuje inicia en  $t_D = 0.2$ . De la tabla 4.8, el banco de agua se considera ya fuera del sistema ( $t_D = 0.1853$ ) y el banco de aceite está a punto de llegar al final del sistema ( $t_D = 0.202$ ). La ubicación de las otras saturaciones, resumidas en la tabla 4.11, son determinadas de la ecuación de avance frontal.

Tabla 4.11 - Perfil de saturación cuando la inyección de agua de empuje comienza en  $t_{D1} = 0.2$ , ejemplo 4.7.

$S_w$	$f_w$	$f_{Sw}$	$x_D$	Comentarios
0.4276	0.6868	4.9505	0.9901	← Frente del banco de aceite
0.4276	0.6868	1.6064	0.3213	← Saturación viscosa
0.5764	0.9259	1.6064	0.3213	
0.60	0.9575	1.08646	0.2173	
0.62	0.9756	0.74360	0.1487	} Desplazamiento del shock por la región viscosa.
0.64	0.9877	0.47655	0.0953	
0.66	0.9951	0.27166	0.0543	
0.68	0.9989	0.11638	0.0233	
0.70	1.0000	0	0	

Una discontinuidad de saturación se forma inmediatamente después de que el agua de empuje es inyectada. La tabla A-1 proporciona los pares de saturación calculados ( $f_w, S_w$ ) y ( $f_w^*, S_w^*$ ) que satisfacen los requerimientos de balance de materia para la discontinuidad de saturación. La ubicación de la discontinuidad de saturación es estimada comenzando en  $S_w^* = 0.7$ . En el ejemplo A-1, la velocidad específica promedio mientras la discontinuidad de saturación se mueve de  $S_w^* = 0.70$  hasta  $S_w^* = 0.68$  es 1.4488. Mientras esto sucede, la nueva saturación  $S_w = 0.6806$  se desarrolla a partir del perfil de saturación.

El tiempo correspondiente al punto donde la saturación  $S_w = 0.6806$  se desarrolla de la discontinuidad de saturación, puede ser encontrado sustituyendo en la ecuación 4.137. Aplicando la ecuación 4.137 obtenemos:

$$\begin{aligned}
 t_D^{(1)} &= t_D^{(0)} \left( \frac{\hat{f}_w^{*(0)} - \bar{v}_{Dv}^{(1)}}{\hat{f}_w^{(1)} - \bar{v}_{Dv}^{(1)}} \right) \\
 &= (0.2)(0.0 - 1.4488)/(0.1164 - 1.4488) \\
 &= 0.2175,
 \end{aligned}$$

Y

$$x_{Dv}^{(1)} = (0.2175)(0.1164) = 0.0253.$$

La tabla 4.12 resume el resto de los cálculos. El shock de agua de empuje se aproxima a  $v_{D3}^*$  asintóticamente debido a que  $\bar{v}_{Dv} < v_{D3}^*$ .

TABLA 4.12 - RESUMEN DE CÁLCULOS Y PARÁMETROS PARA DETERMINAR LA TRAYECTORIA DEL SHOCK DE AGUA DE EMPUJE, EJEMPLO 4.7.

Incremento de tiempo	$S_w^*$	$\bar{v}_{Dv}$	$f_{Sw}^*$	$t_D$	$X_{Dv}$
0	0.70	1.4286	0	0.20	0
1	0.68	1.4488	0.1164	0.2175	0.0253
2	0.66	1.4884	0.2717	0.2452	0.0662
3	0.64	1.5255	0.4766	0.2931	0.1397
4	0.62	1.5585	0.7436	0.3892	0.2894
5	0.60	1.5847	1.0865	0.6570	0.7139
6	0.5764	1.6011	1.6064	$\infty$	

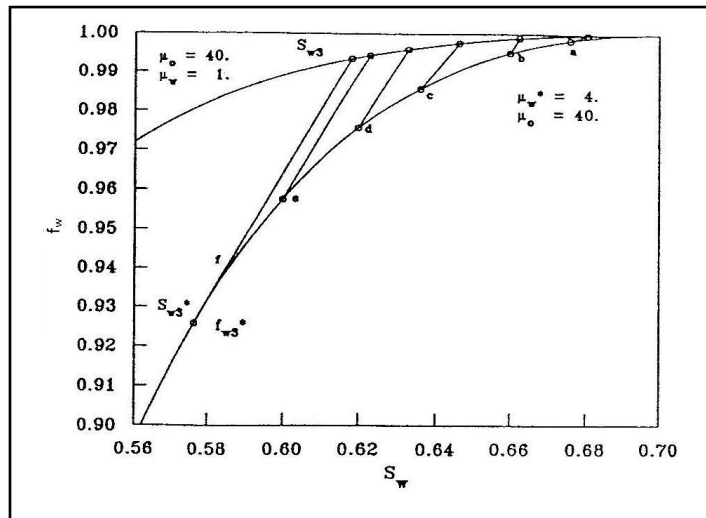


Figura A-1 - Diagrama de flujo fraccional que muestra la saturación del comportamiento del frente de inyección viscosa; ejemplo A-1 con parámetros de los ejemplos 4.1 y 4.2.

**Ejemplo A-1 – Aplicación del método Front-Tracking.**

La inyección de agua descrita en el ejemplo 4.1 ha estado en operación durante  $t_D = 0.06$  o  $0.06$  PV de agua inyectada. En este tiempo, una inyección de agua viscosa es iniciada inyectando una solución acuosa no absorbente con una viscosidad de 4 cp.

1. Determinar la trayectoria seguida por el shock viscoso hasta que este llega al final del sistema.
2. Determinar el patrón seguido por el borde delantero del banco de aceite.

3. Preparara un diagrama  $x_D/t_D$  desde el inicio de la inyección de agua hasta la llegada del shock viscoso al final del sistema.

Solución:

1. Trayectoria del shock viscoso. El patrón del shock viscoso es encontrado en dos partes. La velocidad máxima del shock viscoso se determina de la ecuación 4.44. Del ejemplo 3.2,  $f_{w3}^* = 0.9289$  y  $S_{w3}^* = 0.5764$ . por lo tanto,

$$\begin{aligned} v_{D3}^* &= f_{w3}^*/S_{w3}^* \\ &= 0.9259/0.5764 \\ &= 1.606. \end{aligned}$$

La localización de este shock esta dado por la relación  $x_{D3} = (t_D - t_{D0}^*) + x_{D0}^*$  y  $x_{Dv} = t_D f_w^*$ . Los valores de  $t_{D0}^*$  y  $x_{D0}^*$  son encontrados usando la ecuación:

$$t_n^{n+1} = (x_{Dv}^n - \bar{v}_{Dv}^{n+1} t_D^n) / (f_w^{n+1} - \bar{v}_{Dv}^{n+1}).$$

Para luego encontrar el  $t_D^{n+1}$  al cual  $S_w^*$  disminuye de  $S_w^* = 1 - S_{or}$  a  $S_{w3}^*$ . El intervalo de saturación desde  $S_{w3}^*$  hasta  $S_w^* = 1 - S_{or}$  en la figura A.1 fue dividido en seis incrementos por la elección de valores de  $S_w^*$ . Para cada valor de  $S_w^*$ , un punto correspondiente en la curva  $f_w, S_w$  es buscado para satisfacer

$$f_w^*/S_w^* = f_w/S_w.$$

Los correspondientes valores de  $f_w$  y  $S_w$  son determinados de la intersección de una recta que va del origen hasta el punto  $f_w^*, S_w^*$  o por un esquema equivalente para encontrar las raíces. La tabla A-1 presenta los pares de  $(f_w^* - S_w^*) - (f_w, S_w)$  determinados para este ejemplo. Esta también incluye los valores de  $v_{Dv}$  y  $f_w^*$ .

TABLA A-1 - EVOLUCIÓN DEL FRENTE DE INYECCIÓN VISCOSA, EJEMPLO A-1, VALORES CALCULADOS CORRESPONDIENTES A LOS VALORES DE  $S_w^*$  SELECCIONADOS.

Par	$S_w^*$	$f_w^*$	$f_w^*/S_w^*$	$v_{Dv} = f_w^*/S_w^*$	$S_w$	$f_w$	$f_w/S_w$	$v_{Dv} = f_w/S_w$	$v_{Dv} = (f_w - f_w^*)/(S_w - S_w^*)$
—	0.70	1.0000	0.00000	1.4286	0.700	1.0000	0.0000	1.4286	1.4286
a	0.68	0.9989	0.11640	1.4690	0.6806	0.9997	0.0282	1.4690	1.4690
b	0.66	0.9951	0.2717	1.5077	0.6625	0.9989	0.0627	1.5077	1.5077
c	0.64	0.9877	0.4766	1.5433	0.6464	0.9976	0.1026	1.5433	1.5433
d	0.62	0.9756	0.7436	1.5736	0.6329	0.9960	0.1442	1.5736	1.5736
e	0.60	0.9575	1.0865	1.5958	0.6231	0.9944	0.1802	1.5958	1.5958
f	0.5764	0.9259	1.6064	1.6064	0.6184	0.9934	0.1995	1.6064	1.6064

En el primer lapso de tiempo, el shock viscoso avanza de  $S_w^* = 0.7$  a  $S_w^* = 0.68$ . La velocidad especifico promedio para este periodo de tiempo es calculado con la ecuación:

$$\bar{v}_{Dr}^{n+1} = \frac{1}{2} \left[ \left( \frac{f_{wr}^{n+1} - f_{w1}}{S_{wr}^{n+1} - S_{w1}} \right) + \left( \frac{f_{wr}^n - f_{w1}}{S_{wr}^n - S_{w1}} \right) \right].$$

Para el primer periodo de tiempo,  $n = 0$  y  $t_D(0) = t_{D0} = 0.06$ ,

$$\begin{aligned} \bar{v}_D^{(1)} &= 1/2 [v_{Dv}^{(0)} + v_{Dv}^{(1)}] \\ &= 1/2 (1.4286 + 1.4690) \\ &= 1.4488. \end{aligned}$$

Sustituyendo en la ecuación  $x_D^* = (t_D - t_{D0}^*)\hat{f}_w^* + x_{D0}^*$  se tiene:

$$\begin{aligned} t_D^{(1)} &= [x_{Dv}^{(0)} - v_{Dv}^{(1)}t_{D0}] / [\hat{f}_w^{(1)} - \bar{v}_{Dv}^{(1)}] \\ &= [0 - (1.4488)(0.06)] / (0.0282 - 1.488) \\ &= 0.0612 \end{aligned}$$

La localización de el shock a esta saturación,  $x_{Dv}^{(1)}$ , se obtiene de la ecuación

$$\begin{aligned} x_{Dv}^{n+1} &= t_D^{n+1} \hat{f}_w^{n+1} \\ x_{D0}^{(1)} &= t_D^{(1)} \hat{f}_w^{(1)} \\ &= (0.0612)(0.0282) \\ &= 0.0017. \end{aligned}$$

La tabla A-2 resume los valores de  $t_{D0}^*$  y  $x_{D0}^*$  de los cálculos.

TABLA A-2 - UBICACIÓN DEL FRENTE DE INYECCIÓN VISCOSA CUANDO LA INYECCIÓN DE AGUA VISCOSA COMIENZA EN  $t_{D0} = 0.06$ , EJEMPLO A-1.

	$\frac{S_w^*}{}$	$\frac{t_{D0}^*}{}$	$\frac{x_{D0}^*}{}$
(Fig. A-1)	0.70	0.06	0
a	0.68	0.0612	0.0017
b	0.66	0.0627	0.0039
c	0.64	0.0644	0.0066
d	0.62	0.0663	0.0096
e	0.60	0.0680	0.0123
f	0.5764	0.0690	0.0138

El shock viscoso se forma rápidamente y se desarrolla totalmente dentro de 0.009 PV ( $t_{D0}^* = 0.069$ ,  $x_{D0}^* = 0.0138$ ) después del inicio de la inyección del fluido

viscoso. Para la mayoría de los casos, un pequeño error sería causado por asumir que el shock comienza en  $x_D = 0$ . Para  $t_D > t_{D0}^*$  la ubicación del shock viscoso es

$$x_{D3}^* = (t_D - t_{D0}^*)f_{w3}^* + x_{D0}^*$$

$$= (t_D - 0.069)(1.606) + 0.0138.$$

Cuando  $x_{D3}^* = 1.0$ ,  $t_D = 0.683$ .

Todas las saturaciones  $S_w^*$  viajan a una velocidad constante después de que se desarrollan del shock viscoso.

Los patrones para las saturaciones  $S_w^* > S_{w3}$  pueden ser encontradas con la ecuación:

$$x_D^* = (t_D - t_{D0}^*)f_w^* + x_{D0}^*.$$

Por ejemplo, la localización de  $S_w^* = 0.6$  en  $t_D = 1.0$  es

$$x_D^* = (1.0 - 0.068)(1.0865) + 0.0123$$

$$= 1.0249.$$

La tabla A-3 presenta las localizaciones de otros valores de  $S_w^*$  con parámetros usados para calcular  $x_D^*$ . Cuando  $t_D = 1.0$ , las últimas dos saturaciones en la tabla A-3 han abandonado el sistema.

TABLA A-3 - RESUMEN DE CÁLCULOS DE APOYO, EJEMPLO A-1, UBICACIÓN DE LAS SATURACIONES DE FLUIDO VISCOSO EN  $t_D = 1.0$ .

$S_w^*$	$t_{D0}^*$	$t_D - t_{D0}^*$	$f_w^*$	$(t_D - t_{D0}^*)f_w^*$	$x_D^*$
0.70	0.06	0.94	0	0	0
0.68	0.0612	0.9388	0.1164	0.1093	0.1110
0.66	0.0627	0.9373	0.2717	0.2547	0.2586
0.64	0.0644	0.9356	0.4766	0.4459	0.4525
0.62	0.0663	0.9337	0.7436	0.6943	0.7039
0.60	0.0680	0.9320	1.0865	1.0126	1.0249
0.5764	0.0690	0.9310	1.6064	1.4956	1.5094

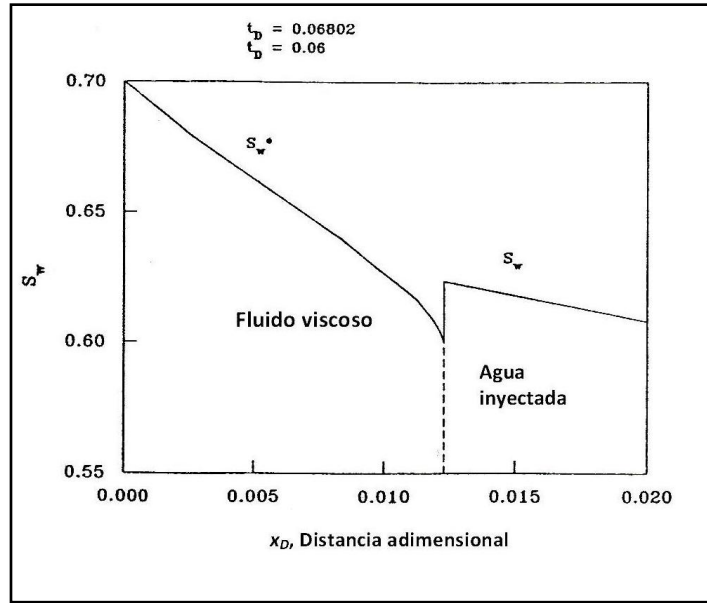


Figura A-2 - Evolución de la discontinuidad de saturación viscosa en  $t_D = 0.0605$  cuando la inyección viscosa comienza en  $t_{D0} = 0.06$ ; ejemplo A-1 con parámetros de los ejemplos 4.1 y 4.2.

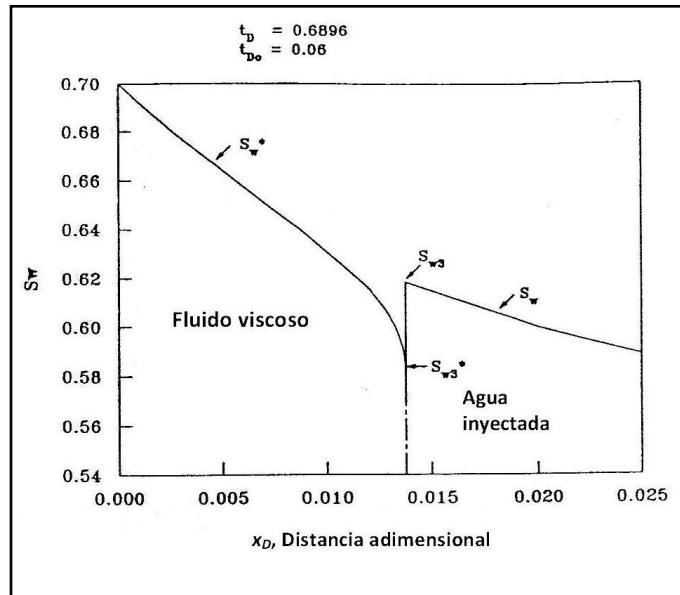


Figura A-3 - Perfil de saturación cuando la velocidad de la discontinuidad de saturación viscosa alcanza la  $v_{D3}^*$ ; ejemplo A-1 con parámetros de los ejemplos 4.1 y 4.2.

2. *Borde delantero del banco de aceite. La trayectoria seguida por el borde delantero del banco de aceite se calcula con la ecuación*

$$t_D^{n+1} = t_D^n \frac{(f_{wr}^n - \bar{v}_{Dr}^{n+1})}{(f_{wr}^{n+1} - \bar{v}_{Dr}^{n+1})}$$



Recordado que una discontinuidad de saturación se desarrolla tan pronto como la inyección del fluido viscoso comienza y una región de saturación de aceite incremental es mostrada delante del shock viscoso en las figuras A-2 y A-3. La región de saturación de agua constante,  $S_{w1}$ , comienza en  $t_{D0}^* = 0.069$  y  $x_{Dr}^* = 0.0138$ . A esto se le llama borde delantero del banco de aceite. El cálculo procede seleccionando saturaciones  $S_{wr}$  para  $S_{w1} < S_{wr} < S_{w3}$  y calculando el tiempo cuando el frente del banco de aceite se mueve de  $S_{wr}^n$  hacia la intersección con la trayectoria de saturación constante a  $S_{wr}^{n+1}$ . Los valores de  $(f_{w3}, S_{w3})$  determinados de la extensión de la línea que va de  $(0, 0)$  hasta  $(f_{w1}, S_{w1})$  y luego a  $(f_{w3}^*, S_{w3}^*)$  son  $f_{w3} = 0.9935$  y  $S_{w3} = 0.6185$ . Recordando que  $f_{w1} = 0.6869$  y  $S_{w1} = 0.4276$ .

De la ecuación anterior,

$$t_D^{n+1} = t_D^n \frac{(f_{wr}^n - \bar{v}_{Dr}^{n+1})}{(f_{wr}^{n+1} - \bar{v}_{Dr}^{n+1})}$$

Para el primer periodo de tiempo,  $S_{wr}$  se mueve de  $S_{w3} = 0.6184$  a  $S_{wr} = 0.60$ , donde  $f_{wr} = 0.9890$ . Aplicando la ecuación  $\bar{v}_{Dr}^{n+1} = \frac{1}{2} \left[ \left( \frac{f_{wr}^{n+1} - f_{w1}}{S_{wr}^{n+1} - S_{w1}} \right) + \left( \frac{f_{wr}^n - f_{w1}}{S_{wr}^n - S_{w1}} \right) \right]$  se tiene:

$$\begin{aligned} v_{Dr}^{(2)} &= 1/2 \left( \frac{0.9935 - 0.6869}{0.6185 - 0.4276} + \frac{0.9890 - 0.6869}{0.60 - 0.4276} \right) \\ &= 1/2 (1.6069 + 1.7523) \\ &= 1.6792. \end{aligned}$$

Por lo tanto,

$$\begin{aligned} t_D^{(2)} &= (0.069) \left( \frac{0.1995 - 1.6792}{0.2898 - 1.6792} \right) \\ &= 0.0735. \end{aligned}$$

Y

$$\begin{aligned} x_D^{(2)} &= (0.0735)(0.2898) \\ &= 0.0213. \end{aligned}$$

La tabla A-4 resume los resultados de los cálculos restantes de  $S_{w3}$  a  $S_{w1}$ .

TABLA A-4 - CÁLCULOS DE APOYO, EJEMPLO A-1, DETERMINACIÓN DE LA TRAYECTORIA DEL BANCO DE ACEITE.

$S_{wr}$	$f_{wr}$	$f'_{wr}$	$t_D$	$x_{Dr}$
0.6184	0.9935	0.1995	0.069	0.0138
0.6000	0.9890	0.2898	0.073	0.0213
0.5800	0.9820	0.4217	0.080	0.0339
0.5600	0.9718	0.6018	0.090	0.0544
0.5400	0.9575	0.8488	0.106	0.0899
0.5200	0.9373	1.1878	0.132	0.1569
0.5000	0.9091	1.6529	0.182	0.3005
0.4800	0.8700	2.2844	0.297	0.6783
0.4600	0.8163	3.1237	0.699	2.1822
0.4400	0.7599	4.1908	1.693	7.0952

Como se discutió anteriormente, los valores  $x_D$  en la tabla A-4 representan los puntos donde  $S_{wr}$  es alcanzado por el frente del banco de aceite y desaparece del perfil de saturación. La trayectoria seguida por cada  $S_{wr}$  es lineal desde el origen hasta  $(x_D, t_D)$ . En este ejemplo, el banco de aceite llega al final del sistema ( $x_D = 1$ ) cuando  $S_{wr} = 0.47$ .

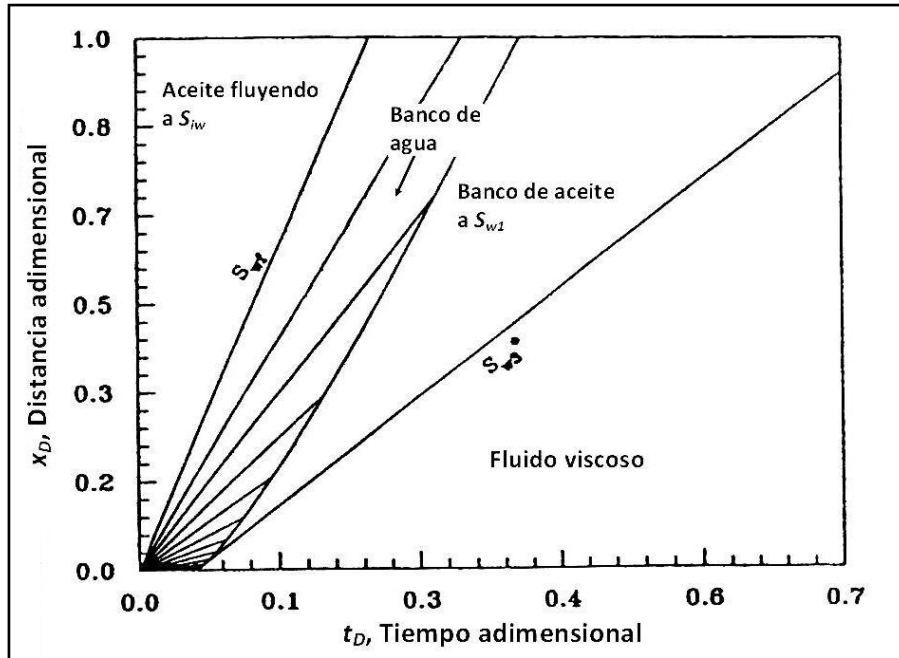


Figura A-4 - Diagrama tiempo/distancia para una inyección de agua viscosa la cual inicio en  $t_{D0} = 0.06$ ; ejemplo A-1 con parámetros de los ejemplos 4.1 y 4.2.

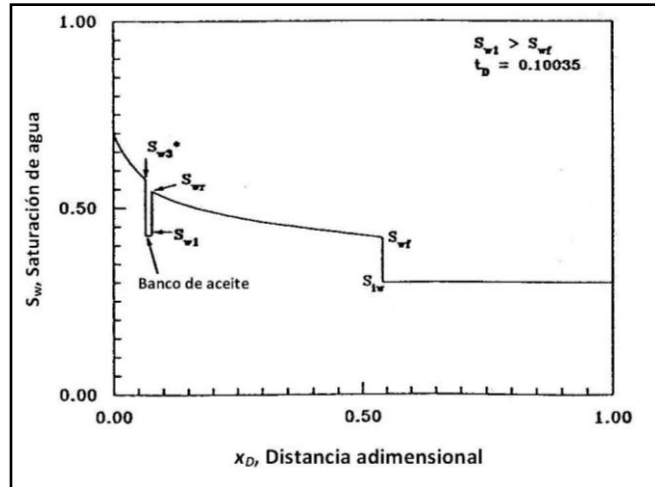


Figura A-5 - Perfil de saturación en  $t_D = 0.10035$  para una inyección de agua viscosa la cual comenzó en  $t_{D0} = 0.06$ ; ejemplo A-1 con parámetros de los ejemplos 4.1 y 4.2.

3. *Elaboración del diagrama  $x_D/t_D$ . El diagrama  $x_D/t_D$  de la figura A-4 fue obtenido al graficar los resultados presentados en las tablas A-2 y A-4.*

*El perfil de saturación mostrado en la figura A-5 esta a  $t_D = 0.10035$ . Como  $t_{D0}$  se achica, el tamaño del banco de aceite también de reduce. Si  $S_{w1} > S_{wf}$ , la saturación en el frente del banco de aceite se aproxima a  $S_{w1}$  asintóticamente mientras  $S_{wr} \rightarrow S_{w1}$ ,*

$$v_{Dr} = (\partial f_w / \partial S_w)_{S_{w1}}, \dots \dots \dots (A - 19)$$

*El resto del perfil de saturación (es decir,  $S_{wf} < S_w < S_{w1}$ ) no es afectado por la inyección viscosa, y el perfil de saturación es mostrado en la figura A-6. Nótese en el ejemplo 3.2 que  $S_{w1} = 0.428$  y  $S_{wf} = 0.4206$ ; es decir, los dos valores son casi iguales.*

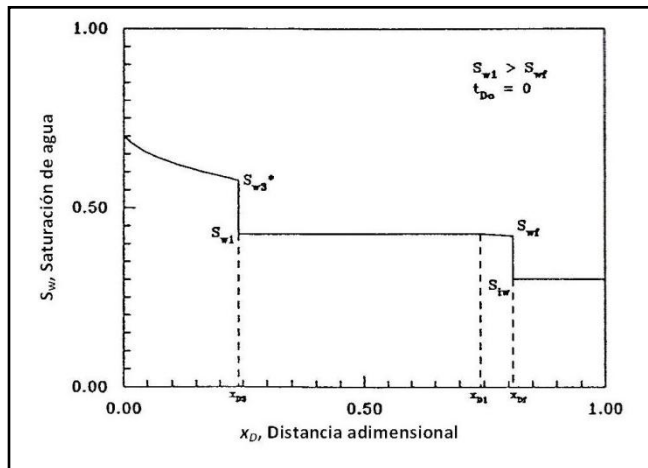


Figura A-6 - Perfil de saturación durante una inyección de agua viscosa a la saturación de agua intersticial ( $t_{D0} = 0$ ) cuando  $S_{w1} > S_{wf}$ .

En varios casos,  $S_{w1} < S_{wf}$ . Si  $t_{D0}$  es pequeño,  $S_{w1}$  puede alcanzar la  $S_{wf}$ , llevándola hacia el perfil de saturación de la figura A-7. Los perfiles de saturación en las figuras A-6 y A-7 se forman instantáneamente cuando  $t_{D0} = 0$ . El cálculo del comportamiento de desplazamiento bajo estas suposiciones es discutido en la sección 3.4.

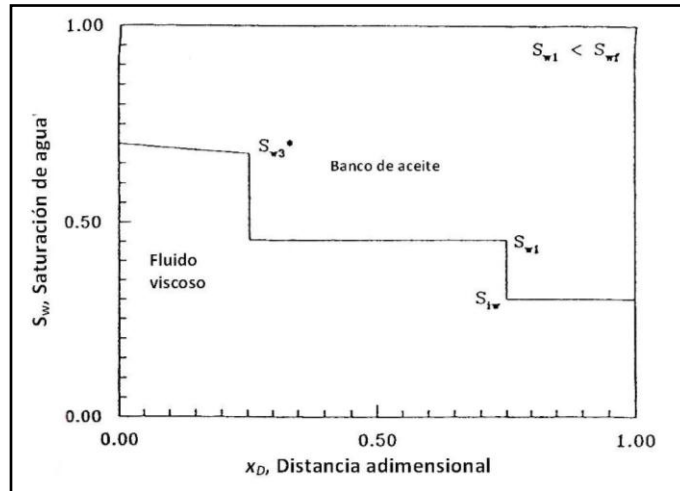


Figura A-7 - Perfil de saturación durante una inyección de agua viscosa a la saturación de agua intersticial ( $t_{D0} = 0$ ) cuando  $S_{w1} < S_{wf}$ .

# Capítulo 5

## INYECCIÓN DE QUÍMICOS

### 5.1 Procesos EOR basados en la inyección de compuestos químicos.

Este tipo de procesos se enfocan principalmente en mejorar la eficiencia de recuperación principalmente a través de la inyección de un fluido desplazante, el cual debe tener una tensión interfacial (IFT) baja con el aceite. El efecto de la IFT sobre la recuperación en un proceso de desplazamiento se muestra en la figura 5.1,<sup>17</sup> donde el aceite residual es correlacionado en función del número capilar,  $N_{ca}^*$ . La IFT debe reducirse de 10 a 30 dinas/cm en una inyección de agua típica de alrededor de  $10^{-3}$  dinas/cm antes de que una gran reducción en la saturación de aceite residual (ROS) de la inyección de agua sea alcanzada. Una reducción significativa en la  $S_{or}$  es posible con una IFT de alrededor de  $10^{-2}$  dinas/cm.

El proceso se conoce como proceso micela/polímero, este se basa en la inyección de un sistema químico que contiene agentes capaces de reducir la tensión superficial - es decir, surfactantes. El sistema químico, generalmente llamado solución micelar o micro-emulsión, normalmente contiene los siguientes componentes: surfactante, co-surfactante (el cual puede ser alcohol u otro surfactante), hidrocarburo, agua, y electrolitos. En muchos casos se adiciona polímero para incrementar la viscosidad. La tabla 5.1 muestra ejemplos de rangos de composición. En el proceso, la inyección de solución micelar normalmente es seguida por la inyección de una solución acuosa, a la cual se ha añadido polímero para mantener el control de movilidad – por esto, el nombre de proceso micelar/polímero.

Las variantes del proceso micela/polímero han tenido diferentes nombres, incluyendo inyección micelar, de microemulsión, de surfactante, de baja tensión, aceite soluble, e inyección química. Las diferencias están en la composición química y el volumen del bache primario inyectado. Por ejemplo, la inyección de baja tensión utiliza una concentración relativamente pequeña de surfactante (alrededor del 2 al 3 % en peso) y usualmente nada de hidrocarburo. Un compuesto alcalino a menudo es adicionado para favorecer la reducción de la IFT y para reducir la adsorción de surfactante. El volumen de bache usualmente es mucho mayor que el volumen para un proceso que utiliza una concentración de surfactante relativamente alta.



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

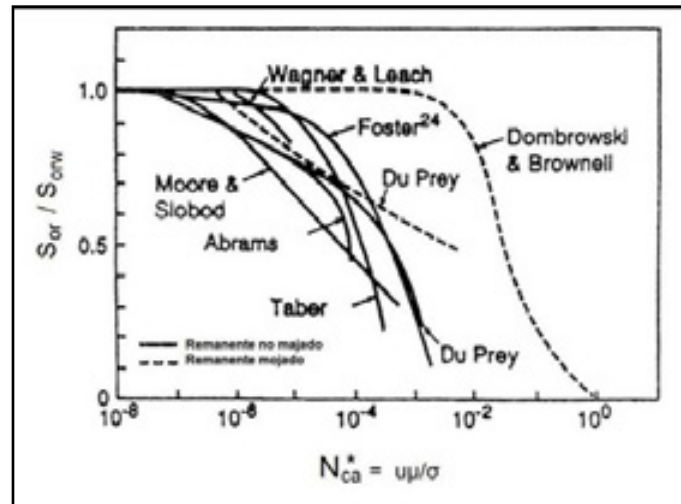


Figura 5.1 – ROS en función de  $N_{ca}^*$ .<sup>17</sup>

TABLA 5.1 – RANGOS DE LAS COMPOSICIONES DE SOLUCIÓN MICELAR.

Componente	% volumen
Hidrocarburo	0 to 80
Agua	10 to 95
Surfactante	<1 to 15
Cosurfactante	0 to 10
Electrolito	<1 to 10

Un proceso diferente pero relacionado es la inyección alcalina. En este proceso, la solución inyectada de alto pH reacciona con el aceite crudo para formar surfactantes in situ. Aquí, varios mecanismos pueden ser eficaces para favorecer la recuperación de aceite. La disminución de la IFT entre la solución desplazante y el aceite es uno de esos mecanismos. En una inyección alcalina estándar, ningún surfactante es inyectado; sin embargo, una variante en el proceso plantea que un surfactante sea inyectado con el químico alcalino para mejorar dicho proceso. Este proceso es llamado inyección alcalina mejorada con co-surfactante. En este caso, las diferencias entre la inyección alcalina y la inyección micela/polímero se vuelve confusa. El potencial total de la inyección alcalina no parece ser tan grande como el del proceso micela/polímero.

En el proceso micela/polímero se alcanzan IFT's extremadamente bajas (<10<sup>-3</sup> dinas/cm) para una salmuera de yacimiento y aceite crudo determinados, mediante la formulación de un sistema de microemulsión. Un surfactante es el componente principal causante de que el sistema exhiba un bajo IFT. El rango limitado de composiciones donde la IFT extremadamente baja puede ser obtenida controlando el tipo de surfactante, co-surfactante (si es necesario), la salinidad de la salmuera, composición del aceite crudo y la temperatura del yacimiento; un planteamiento único debe ser desarrollado para cada condición de yacimiento. Como se mencionó anteriormente, el término "inyección química" es un tanto ambiguo debido a que los químicos son utilizados en todos los procesos EOR, e incluyen a los procesos basados en surfactantes los cuales reducen la IFT.<sup>20</sup>

## 5.2 Descripción del proceso micela/polímero.

La figura 5.2 muestra el proceso micela/polímero. En la mayoría de los casos, este proceso se implementa como un desplazamiento terciario cercano al final de una inyección de agua. La figura 5.2a muestra un proceso terciario donde la saturación inicial de aceite es  $S_{orw}$ , saturación de aceite residual después de la inyección de agua (ROS). Un volumen específico, o bache primario, de solución micelar es inyectada. El volumen del bache es una de las variables del proceso; sin embargo, los volúmenes usuales son de alrededor del 3% al 30% del volumen de poro patrón de la inyección. La solución micelar tiene una IFT muy baja con el aceite crudo residual y moviliza el aceite atrapado, formando un banco de aceite delante del bache. Como se explica más adelante, el bache micelar también tiene una IFT relativamente baja con la salmuera y por lo tanto la desplaza así como al aceite. Tanto aceite como agua fluyen en el banco de aceite.

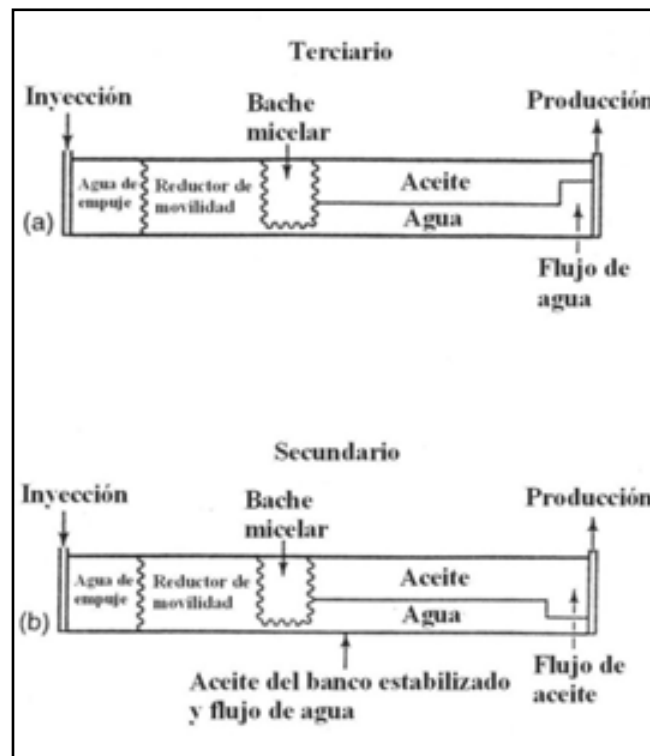


Figura 5.2 - Proceso de desplazamiento micela/polímero.

Debido a que el aceite se encuentra inicialmente a la saturación residual en una inyección terciaria, no hay producción de aceite sino hasta que el banco de aceite penetra a través del sistema de flujo. La figura 5.3 muestra los resultados de una inyección terciaria realizada en un núcleo lineal en el laboratorio. El flujo fraccional de aceite en el afluente del núcleo es graficado en función de los volúmenes de poro de solución micelar inyectada.<sup>6</sup> En este experimento, la saturación de aceite fue razonablemente constante en la mayor parte del banco de aceite, según lo indicado por el flujo fraccional remanente aproximadamente constante hasta que han sido inyectados alrededor de 0.8 PV.



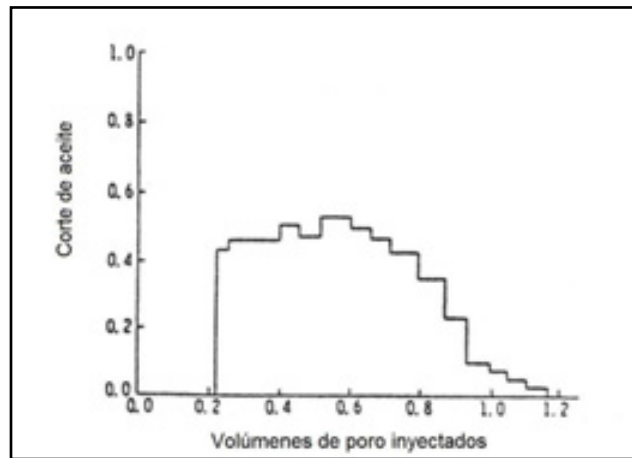


Figura 5.3 - Corte de aceite, prueba de desplazamiento micela/polímero en laboratorio.

La figura 5.2b muestra un desplazamiento idealizado que se comporta como una inyección secundaria donde el agua está inmóvil a la saturación de agua inicial. El aceite es producido inmediatamente después de la inyección del bache químico debido a que este está inicialmente a una saturación alta. Tanto el aceite como el agua fluyen en el banco de aceite debido a que una parte del agua intersticial es desplazada por el bache micelar.

La solución micelar debe diseñarse de tal manera que exista una relación de movilidad favorable entre el bache micelar y el banco de aceite. La viscosidad de la solución micelar es ajustada para lograr esto. Muchas veces se agrega polímero a la solución micelar para incrementar su viscosidad aparente. Así pues, el proceso tiene el potencial para incrementar tanto la eficiencia de barrido volumétrico como la eficiencia de desplazamiento microscópico. Esta mejora es una ventaja del proceso micela/polímero sobre el control de movilidad y el proceso miscible.

En algunos casos, un preflush (cantidad de fluido utilizado delante de la solución bombeada dentro del pozo) es inyectado delante de la solución micelar para ajustar la salinidad de la salmuera o el pH. La solución preflush puede contener un adsorbente de sacrificio, es decir, un compuesto químico relativamente barato que será adsorbido en la roca y ocupará los sitios de adsorción. El propósito es reducir la adsorción y pérdida del surfactante contenido en la solución micelar que irá posteriormente. En pruebas piloto, el volumen del preflush puede ser tan grande como el 100% del volumen de poro patrón de inyección. Esta cantidad no es práctica en una aplicación de campo a escala natural, donde deben utilizarse demasiados volúmenes pequeños. La experiencia de campo ha demostrado que los preflushes muchas veces no son efectivos controlando la salinidad de la salmuera y el contenido de iones divalentes. Por esta razón, una solución micelar generalmente debe diseñarse para tolerar la salmuera residente.

Una solución micelar es relativamente costosa, por lo que se utiliza un volumen limitado, o tamaño de bache, es utilizado por lo general. El bache micelar debe ser desplazado con un fluido menos costoso. El agua no es un fluido desplazante adecuado debido a que generalmente existe una relación de movilidad desfavorable entre el agua (salmuera) y una solución micelar. Por esta razón, es utilizado un bache reductor de movilidad el cual consiste de una solución de polímero en agua. El bache reductor de movilidad, el cual puede ser de hasta el 100% del volumen de poro patrón de la inyección, es entonces seguido de agua. El polímero reductor de movilidad normalmente contiene polímero a una concentración de 250 a 2,500 ppm. Tanto poliácridamidas como biopolímeros son utilizados. La salinidad de la solución de polímero es una variable de diseño. La solución a menudo contiene un biocida, especialmente cuando un biopolímero es utilizado, debido a que los microorganismos pueden degradar el polímero y reducir la viscosidad de la solución.

La concentración de polímero en el bache de polímero por lo general es ahusado (se hace cada vez menor), es decir, la concentración de polímero es graduada o nivelada de la concentración original inyectada para 100% agua. El ajuste, reduce costos y minimiza los efectos de una relación de movilidad adversa.

Es tal el efecto integral del reductor de movilidad de polímero que el proceso total normalmente es llamado inyección micela/polímero, como se indica en la figura 5.2. Cuando las soluciones de polímero y micelar no son miscibles debería haber una baja IFT entre los líquidos. Cierta cantidad de solución micelar será atrapada como una fase residual y se perderá del bache micelar primario. Procesos físicos, tales como la adsorción de surfactante y otros componentes, degradan o disminuyen el volumen del bache como un producto del proceso. En las inyecciones de núcleos de laboratorio, la eficiencia de recuperación puede ser muy alta, aproximadamente 90% o más del aceite presente al inicio del desplazamiento.<sup>20</sup> La figura 5.4 muestra una curva de recuperación a partir de un desplazamiento terciario en el laboratorio. Estos datos son para el mismo desplazamiento mostrado en la figura 5.3.

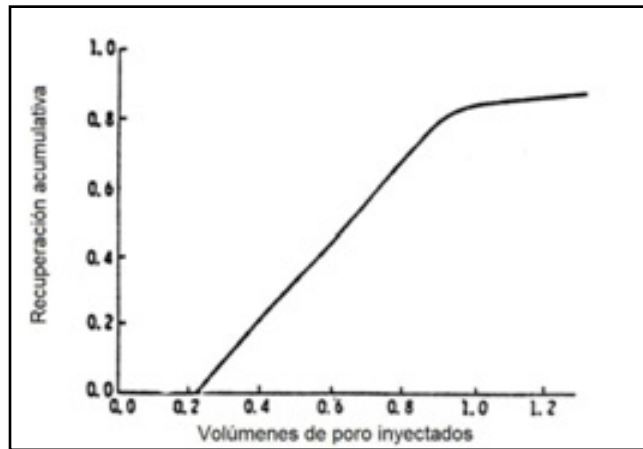


Figura 5.4 - Curva de recuperación acumulativa, prueba de desplazamiento micela/polímero en laboratorio.<sup>20</sup>

### 5.3 Surfactantes.

Los agentes tenso-activos o surfactantes son sustancias químicas que se adsorben o concentran en una superficie o interface fluido/fluido cuando se presentan a bajas concentraciones en un sistema. Ellos alteran significativamente las propiedades de la interface; concretamente, disminuyen la tensión superficial o IFT.

En su forma más común, los surfactantes consisten de una porción de hidrocarburo (no polar) y una porción polar o iónica. La figura 5.5 es un dibujo simplificado de la molécula. La porción de hidrocarburo es a menudo llamada “cola” y la porción iónica “cabeza” de la molécula. La porción de hidrocarburo puede ser o una cadena recta o una cadena ramificada. Las porciones no polar y polar son llamadas mitad lipofílica y mitad hidrófila o hidrofílica respectivamente (una mitad es simplemente una parte o porción). La molécula entera es a veces llamada anfifílica debido a que contiene las mitades no polar y polar. La figura 5.6 muestra ejemplos de surfactantes.

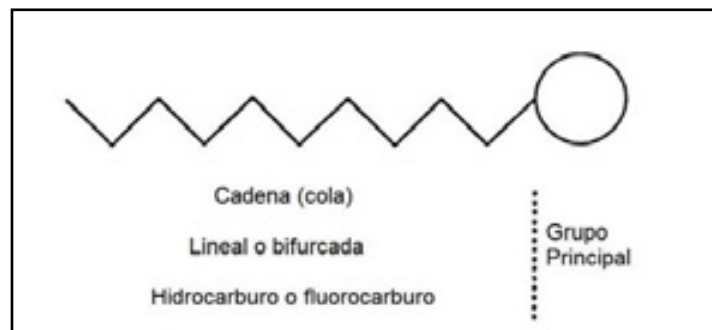


Figura 5.5 - Representación esquemática de una molécula tenso activa.

En los surfactantes del tipo mostrado en la figura 5.6, la porción hidrocarburo interactúa muy débilmente con las moléculas de agua en solución acuosa. De

hecho, las moléculas de agua actúan para tratar de “exprimir” al hidrocarburo fuera del agua. De este modo, a la cola se le llama hidrofóbica. Por otro lado, la cabeza o porción polar interactúa fuertemente con las moléculas de agua, experimentando solvatación. Esta parte del surfactante es hidrófila. Básicamente, este es el balance entre las partes hidrófila e hidrofoba de un surfactante que le dan las características asociadas con un agente tenso-activo. Un índice empírico que algunas veces ha sido utilizado para caracterizar a los surfactantes es el balance hidrófilo/lipofílico (HLB). Este índice indica relativamente la tendencia a solubilizarse en aceite o agua y de este modo, la tendencia a formar emulsiones agua en aceite o aceite en agua. Bajos índices HLB son asignados a surfactantes que tienden a ser más solubles en aceite y a formar emulsiones agua en aceite.

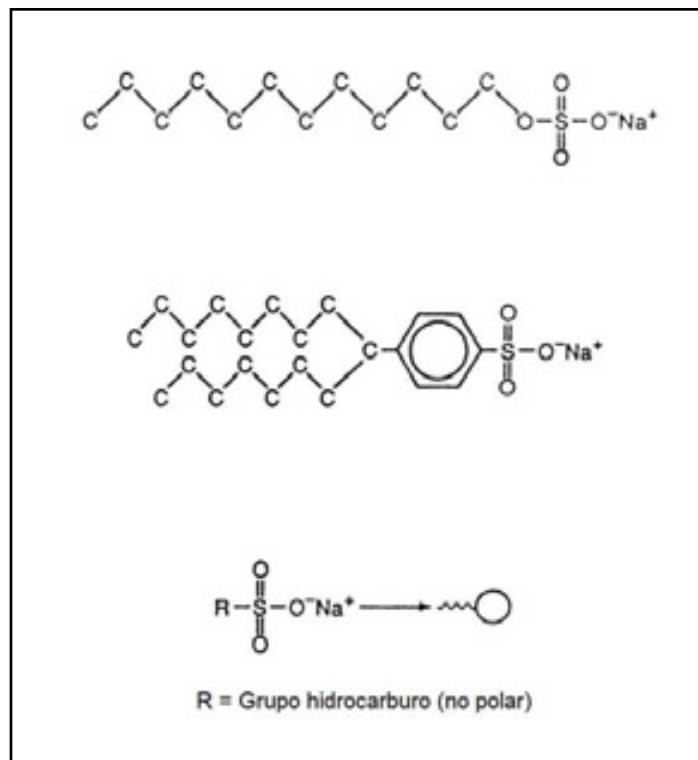


Figura 5.6 - Estructuras moleculares representativas de surfactante: (a) dodecil sulfato de sodio, (b) sulfonato Texas No. 1, y (c) sulfonatos de petróleo comerciales.

### 5.3.1 Clasificación y estructura de los surfactantes.

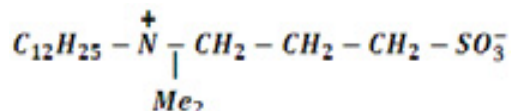
Los surfactantes pueden ser clasificados de acuerdo a la naturaleza iónica del grupo principal como aniónicos, catiónicos, no iónicos, zwitteriónicos. Ejemplos de estos tipos son los siguientes.

**Aniónico:** Dodecil sulfato de sodio ( $C_{12}H_{25}SO_4^-Na^+$ ). En solución acuosa, la molécula se ioniza, y por lo tanto, el surfactante tiene una carga negativa. Este surfactante es clasificado como aniónico debido a la carga negativa en su grupo principal.

**Catiónico:** Bromuro Dodeciltrimetilamonio ( $C_{12}H_{25}N^+Me_3Br^-$ ). En solución acuosa, tiene lugar la ionización y el grupo principal del surfactante tiene carga positiva y es catiónico.

**No iónico:** Glicol monoéter Dodecilhexaoxietileno ( $C_{12}H_{25}[OCH_2CH_2]_6OH$ ). En esta singular molécula, la cual no se ioniza, el grupo principal es más grande que el grupo posterior.

**Zwitteriónico:** Sulfonato propano 3-dimetildodecilamina.



Este surfactante tiene dos grupos de carga opuesta.

Los aniónicos y no iónicos han sido utilizados como surfactantes en los procesos EOR. Los surfactantes aniónicos han sido los más ampliamente utilizados debido a que tienen buenas propiedades de surfactante, son relativamente estables, muestran una adsorción relativamente baja sobre la roca de yacimiento, y pueden ser elaborados económicamente. Los no iónicos han sido utilizados principalmente como co-surfactantes para mejorar el comportamiento de los sistemas de surfactantes. Los no iónicos son mucho más tolerantes a la salmuera de alta salinidad, pero sus propiedades tenso-activas (reducción de la IFT) no son generalmente tan buenas como las de los aniónicos. Los catiónicos no son comúnmente utilizados debido a que se adsorben fuertemente en las rocas del yacimiento.

Los surfactantes más comúnmente utilizados en la inyección micela/polímero son los hidrocarburos sulfonados. La figura 5.7 muestra un ejemplo de un hidrocarburo sulfonado producido al sulfonar una estructura orgánica relativamente pura para formar un ácido orgánico seguida de neutralización con hidróxido de sodio.

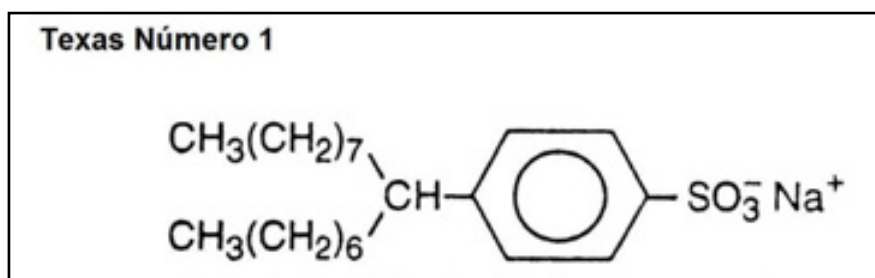


Figura 5.7 - Ejemplo de un hidrocarburo sulfonado.

El término “sulfonatos de aceite crudo” se refiere al producto obtenido cuando un aceite crudo es sulfonado después de que ha sido despuntado. Los “sulfonatos de petróleo” son sulfonatos producidos cuando una corriente refinada de masa molecular intermedia es sulfonada, mientras que los “sulfonatos sintéticos” son el

resultado de sulfonar un compuesto orgánico relativamente puro. El aceite crudo y los sulfonatos de petróleo han sido utilizados para aplicaciones en salinidad baja (< 2 a 3 % en peso de NaCl). Estos surfactantes han sido ampliamente usados debido a que son efectivos en la obtención de una baja IFT, son relativamente baratos, y muestran ser químicamente estables. Los surfactantes considerados prácticos para aplicaciones EOR tienen cierta solubilidad en agua. Los sulfonatos de petróleo son solubles debido al grupo sulfonato iónico  $SO_3^-$ . Por esta razón, tienden a precipitarse o se vuelven principalmente solubles en aceite en salmueras que tienen alta salinidad o dureza (alto contenido de iones de calcio o magnesio). Los sulfonatos de calcio y magnesio son bastante solubles en aceite. La cola de hidrocarburo (parte posterior) también afecta a la solubilidad. Ottewill<sup>28</sup> sostiene que, como una tosca aproximación, los compuestos con una cadena de hidrocarburo tan larga como de  $C_{16}$  o menor son solubles, mientras que aquellos con una longitud mayor a  $C_{16}$  no lo son.

Las características y estructura de los sulfonatos de petróleo adecuados para aplicaciones EOR dependen de la composición química de la materia prima, grado de sulfonación, y el número promedio de grupos sulfonato unidos a cada molécula. Los flujos refinados que han sido sulfonados incluyen aceite blanco, gasóleo fraccionado, gasóleo de vacío, y extracto de aceite lubricante. La tabla 5.2 presenta las propiedades de sulfonatos de petróleo típicos. La corriente de sulfonados contiene aceite sin reaccionar, la sal de sodio del hidrocarburo sulfonado (si se neutralizo con hidróxido de sodio), y sulfato de sodio de la neutralización del exceso de ácido sulfúrico utilizado en el proceso de sulfonación.

TABLA 5.2- PROPIEDADES DE DISTINTOS SULFONATOS DE PETRÓLEO.

Corriente sulfonada	Aceite blanco	Gasóleo fraccionado	Gasóleo de vacío	Extracto de Aceite lubricante
Peso equivalente	422	382	400	450
Di- y Tri- sulfonato, %	1.6	17.1	34.8	11.5
Aceite sin reaccionar				
Aromáticos	14.5	7.5	13.3	64.7
Monoaromáticos	54.5	46.6	39.8	21.7
Diaromáticos	29.5	22.7	32.3	28.5
Triaromáticos	7.6	5.3	9.8	18.2
Tetra-aromáticos	1.4	5.3	7.5	11.7
Penta-aromáticos	0.7	2.7	1.5	2.6
Tiofenoaromáticos	5.5	6.7	4.5	8.3

Los pesos moleculares de la materia prima normalmente van de 350 a 450 pero pueden variar significativamente de estos valores tanto aumentando como disminuyendo. Cuando la corriente o flujo a ser sulfonado contiene aromáticos polinucleares (más de un anillo aromático en cada molécula), estos materiales son de preferencia sulfonados, convirtiéndolos en poli-sulfonatos. Los sulfonatos de petróleo son caracterizados por dos parámetros. El peso equivalente, el cual es el peso molecular dividido entre el número de grupos sulfonato, y el porcentaje de poli-sulfonatos del material sulfonado –en otras palabras, tiene más de un grupo sulfonato por molécula. En general, los sulfonatos de petróleo con alto contenido

de poli-sulfonato no son buenos candidatos para la EOR. Además, como una regla de dedo relativa a la solubilidad, Gale y Sandvik,<sup>29</sup> afirman que los sulfonatos de petróleo con pesos equivalentes de alrededor de 450 normalmente son solubles en aceite y no lo son en agua. Los sulfonatos con bajo peso equivalente tienden a ser solubles en agua. La sulfonación del aceite crudo también ha sido utilizada para reducir el costo de los surfactantes para su aplicación en campo. Debido a que los aceites crudos contienen muchos compuestos, la sulfonación genera una mezcla compleja de compuestos de diferentes pesos moleculares y estructuras. La figura 5.8 muestra algunos ejemplos de compuestos que han sido identificados. Nótese que dos de los compuestos han sufrido disulfonación y tienen dos grupos sulfonato.

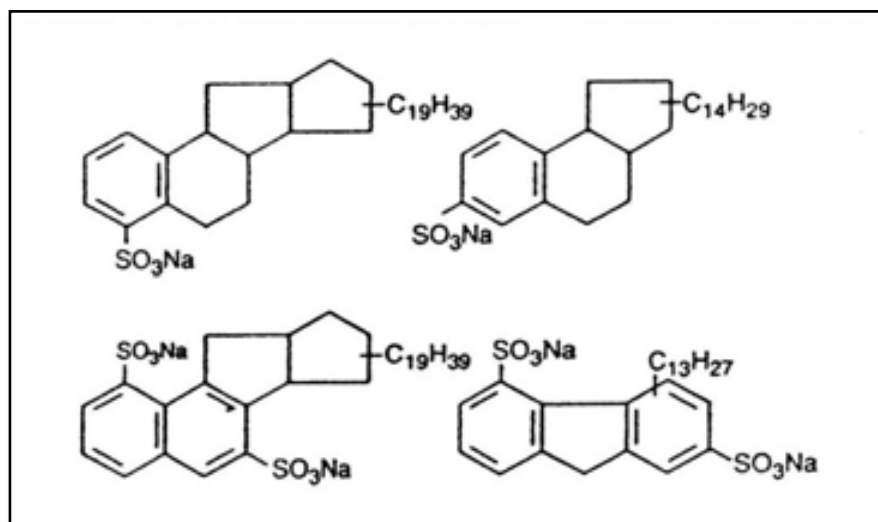


Figura 5.8 - Ejemplos de compuestos resultantes de la sulfonación.

La tabla 5.3 muestra algunos ejemplos de sulfonatos de petróleo sintéticos. Los sulfonatos son descritos en términos de los hidrocarburos olefínicos y aromáticos que fueron combinados para hacer el alquilato el cual fue entonces sulfonado. Estos surfactantes son llamados sulfonatos alquilarilo. El corte ancho y estrecho se refiere al rango del punto de ebullición de la porción del alquilato utilizado para la sulfonación. El peso equivalente y el porcentaje de sulfonato activo para cada una de las muestras son también reportados. La concentración de un sulfonato de petróleo frecuentemente es reportado en términos del porcentaje de sulfonato activo, el cual es simplemente el porcentaje del material total proporcionado que es sulfonado, es decir que, los otros componentes en la mezcla son considerados inertes.<sup>20</sup> La sección inferior de la tabla 5.3 muestra distribuciones representativas de peso molecular de las tres olefinas utilizadas.

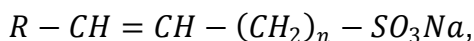
TABLA 5.3 – DESCRIPCIÓN SULFONATOS SINTÉTICOS.

Muestra del Proyecto	Componentes de Alquilado	Peso Equivalente	Sulfonato Activo (%)
1	Tetrámero de propileno + xilenos mixtos	369	65
2	Pentámero de propileno + xilenos mixtos	425	51
4	Olefina común de C15 a C18 + tolueno	427	69
5	Pentámero de propileno + tolueno, corte estrecho	400	59
6	Pentámero de propileno + tolueno, corte amplio	400	55
7	Pentámero de propileno + alimentación de torre de benceno, corte estrecho	403	52
8	Pentámero de propileno + alimentación de torre de benceno, corte amplio	401	58
9	Tetrámero de propileno + residuos de torre de xileno	380	65
13	Residuos de alquilado	475	52

Distribución del peso molecular en la fracción alquilbenceno (normalizado)																
Muestra del Proyecto	C <sub>13</sub>	C <sub>14</sub>	C <sub>15</sub>	C <sub>16</sub>	C <sub>17</sub>	C <sub>18</sub>	C <sub>19</sub>	C <sub>20</sub>	C <sub>21</sub>	C <sub>22</sub>	C <sub>23</sub>	C <sub>24</sub>	C <sub>25</sub>	C <sub>26</sub>	C <sub>27</sub>	C <sub>28</sub>
1	0.7	0.8	1.0	1.6	1.6	7.3	25.9	46.2	12.8	1.8	0.4	—	—	—	—	—
4	—	—	—	—	—	—	—	0.3	0.5	11.9	23.4	38.6	19.6	4.2	1.5	0.1
7	—	0.2	0.6	0.9	1.7	3.0	5.2	7.6	13.3	22.0	20.7	13.8	6.8	2.7	0.5	0.2

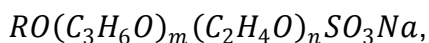
Los sulfonatos de cadena recta también pueden ser elaborados al sulfonar una olefina. Un ejemplo de ello es un sulfonato interno alfa olefina:



Donde R es normalmente una cadena lineal de 13 a 20 carbonos. El proceso de sulfonación continúa con la reacción de un alqueno con trióxido de azufre, SO<sub>3</sub>.

La alta salinidad afecta negativamente la solubilidad al agua de los surfactantes y puede dificultar el comportamiento. Bavière *et al.*, afirma que los sulfonatos de alfa olefinas son más tolerantes a la salinidad que los típicos sulfonatos de petróleo.

Otro tipo de surfactante que ha sido desarrollado para tolerar la alta salinidad, está dado por la expresión general:



Donde R es un radical alcohol tridecil y *m* y *n* tienen valores que van de 1 a 6. Estos compuestos fueron reportados para ser elaborados reaccionando primero el óxido de propileno y después el óxido de etileno con alcohol iso-tridecil en un proceso de dos etapas. Los productos fueron entonces sulfatados y finalmente neutralizados con hidróxido de sodio.

### 5.3.2 Micelas y micro emulsiones.

Desde los primeros días del estudio de los agentes tenso-activos se reconoció que sus propiedades indicaban la existencia de agregados coloidales en solución. La figura 5.9 describe la formación de estos agregados, los cuales son llamados micelas.



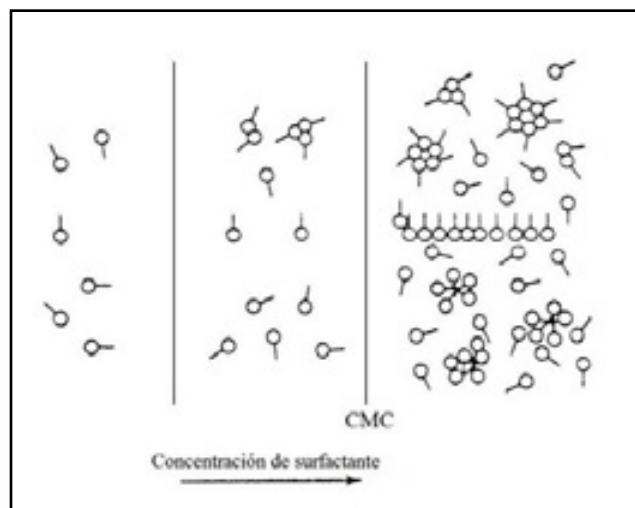


Figura 5.9 - Formación de micelas.

Cuando un surfactante es adicionado a un solvente en concentraciones muy bajas, las moléculas de surfactante disueltas se encuentran dispersas como monómeros, como lo muestra la figura 5.9. A medida que la concentración de surfactante se incrementa, las moléculas tienden a juntarse. Por encima de una concentración específica, llamada concentración crítica micelar (CMC), una mayor adición de surfactante resulta en la formación de micelas. La concentración de surfactante como monómeros esencialmente se mantiene constante por encima de la CMC. Es decir, el surfactante adicionado en concentraciones mayores a la CMC resulta en la formación de micelas adicionales pero en cambios relativamente pequeños en la concentración de monómero.

Si el solvente es agua, las micelas se forman con la parte de la cola dirigida hacia adentro y la parte de la cabeza (polar) hacia afuera. El agua sería la fase continua, como se muestra en la parte derecha de la figura 5.9. Para un solvente hidrocarburo, la orientación de las moléculas de surfactante es invertida, como se indica en la parte superior derecha de la figura 5.9, y el hidrocarburo sería la fase continua.

La estructura y propiedades de las micelas fueron descritas por primera vez en un artículo clásico escrito por G. S. Hartley en 1936. Él propone las siguientes propiedades resumidas por Ottewill.<sup>28</sup>

1. Las micelas tienen forma esférica, como se muestra en la figura 5.10. El radio de la micela es casi tan larga como la cadena de hidrocarburo en el surfactante.
2. Las micelas contienen alrededor de 50 a 100 unidades de monómeros.
3. El proceso de micelización se produce en un muy estrecho rango de concentración.
4. Para los surfactantes en solución acuosa, el interior de la micela está formada por la asociación de cadenas de hidrocarburo. Ellos tienen un gran

número de las propiedades de un hidrocarburo líquido, incluyendo la habilidad para hacer solubles compuestos orgánicos.

Muchos de los planteamientos de Hartley fueron correctos. No obstante, se sabe ahora que el rango de propiedades de la micela es mayor que el propuesto originalmente.<sup>28</sup> Otras formas de micela, ilustradas en la figura 5.10, han sido supuestas con base en la evidencia de los experimentos dispersión de luz y dispersión de neutrón. Estas formas incluyen las configuraciones “forma de barra” y “laminar” mostradas en la figura 5.10.

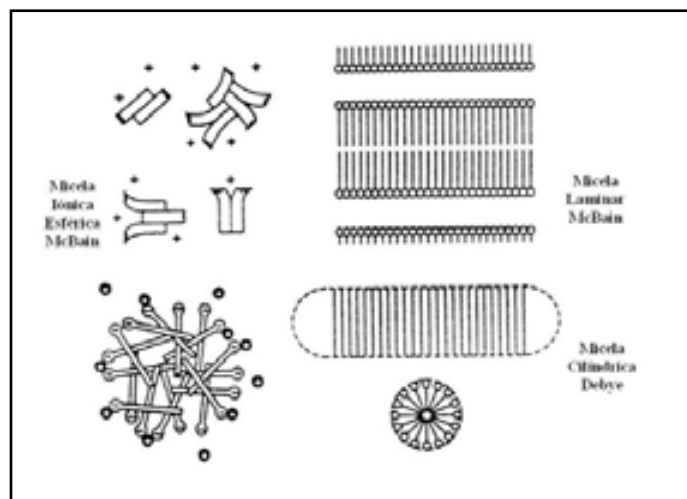


Figura 5.10 - Diferentes modelos de estructuras de micelas (micela iónica esférica McBain, micela laminar McBain, micela esférica Hartley, micela cilíndrica Debye).<sup>28</sup>

El número de unidades de monómero en una micela también puede estar significativamente fuera del rango propuesto por Hartley. Para un sistema dado, la micelización se produce en un muy estrecho rango de concentración. Esta concentración es pequeña, aproximadamente entre  $1.0 \times 10^{-5}$  y  $1.0 \times 10^{-4}$  g/mol/L para surfactantes utilizados en la EOR. Por ejemplo, para un surfactante con un peso molecular de 450, este límite inferior de CMC corresponde a una concentración de 0.0045 g/L.

Varias propiedades de la solución cambian abruptamente de tendencia en función de la concentración de surfactante a la CMC. Estas incluyen propiedades tales como la conductividad eléctrica, la tensión superficial y la presión osmótica. Los núcleos de las micelas de forma esférica formadas en solución acuosa son capaces de solubilizar orgánicos. Bajo las condiciones correctas, cantidades significativas de aceite pueden ser solubilizadas en las micelas. Por el contrario, en los solventes de hidrocarburo que contienen micelas, el agua puede ser solubilizada en el interior de la micela. Así, mientras que el petróleo y el agua tienen cada uno una solubilidad muy limitada con la otra fase, la adición de un surfactante a una concentración por encima de la CMC incrementa significativamente la solubilidad aparente. Las micelas que tienen solubilizada una fase que es miscible con el solvente son llamadas frecuentemente micelas

hinchadas y las soluciones llamadas microemulsiones. Una definición de microemulsión utilizada en los procesos EOR es "... una estable, solución micelar traslúcida de aceite y agua que puede contener electrolitos y uno o más compuestos anfífilicos." Las micelas hinchadas normalmente son de 10 a 200  $\mu\text{m}$ , mucho más grandes que las micelas que no tienen una fase solubilizada. En esta tesis, el término "microemulsión" o "solución micelar" es utilizada para fases líquidas que contienen surfactante, aceite y agua (salmuera). Dependiendo del tamaño del agregado, una microemulsión fase acuosa puede parecer transparente o semitransparente al ojo, aun cuando una cantidad significativa de hidrocarburo este solubilizada en la micela.

El término microemulsión es utilizado para diferenciar a estos sistemas de las macroemulsiones, en donde el tamaño de la partícula es mucho mayor y los sistemas son opacos a la luz visible. Las microemulsiones son termodinámicamente estables, mientras que las macroemulsiones no lo son, aunque dichas macroemulsiones pueden persistir por largos periodos.

Las microemulsiones pueden ser del tipo agua-externa o hidrocarburo-externo, como lo ilustra la figura 5.11. La fase externa es la fase continua. La naturaleza de la configuración física es determinada por los parámetros del sistema, tales como la relación hidrocarburo/agua, el surfactante y la temperatura. En algunos casos, las estructuras intermedia o laminar, como se muestra en la figura 5.11, se cree que también existen.<sup>20</sup> La noción de una fase externa es menos clara en esta situación.

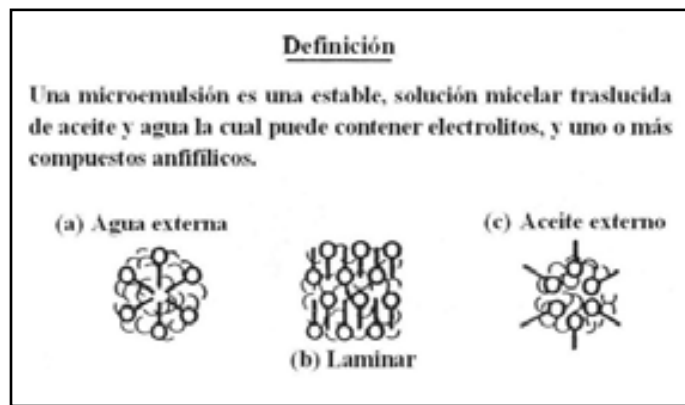


Figura 5.11 - Definición y estructura de una microemulsión.

### 5.3.3 Mecanismos para la reducción de la IFT mediante surfactantes.

La IFT es la fuerza por unidad de longitud necesaria para crear nueva área superficial en la interface entre dos fluidos miscibles. La IFT también es una condición de equilibrio mecánico en una interface. La descripción fue desarrollada por Davis y Scriven<sup>30</sup> mediante el análisis de esfuerzos en la región interfacial entre dos fluidos.

Considere el sistema bifásico separado por una interfase plana mostrado en la figura 5.12a. La fase 1 está en el fondo debido a que tiene una densidad mayor a la de la interfase 2. La zona interfacial tiene un espesor  $h_I$  que va desde los 10 hasta varios cientos de nanómetros. El sistema está en equilibrio hidrostático.

Se asume que la región mostrada en la figura 5.12a es lo suficientemente delgada como para que las presiones totales en las fases 1 y 2 sean iguales a  $p_b$ . Esto desprecia cualquier efecto de la densidad del fluido en las presiones por encima y por debajo de la zona interfacial.

La distribución de la presión en la región mostrada en la figura 5.12b es afectada por la presencia de la interface. Se considera que la zona interfacial es no homogénea debido a que las densidades y composiciones de los fluidos dentro de la zona interfacial varían con la Posición  $x$ . A causa de esta variación en la densidad del fluido, los esfuerzos que actúan sobre las moléculas no son uniformes dentro de la zona interfacial y varían tanto con la dirección como con la posición. Estas diferencias en los esfuerzos dentro de la zona interfacial causan que la presión varíe con la posición y la dirección. Para esta geometría, la presión tiene dos componentes, una componente  $p_N$  la cual es normal a la interface (dirección  $x$ ) y una segunda componente,  $p_T$ , la cual es transversal y se sitúa en el plano de la interface. La magnitud de  $p_T$  depende de la posición en la zona interfacial, como se describe en la figura 5.12b. En  $x \gg h_I$ ,  $p_T = p_N = p_b$ .

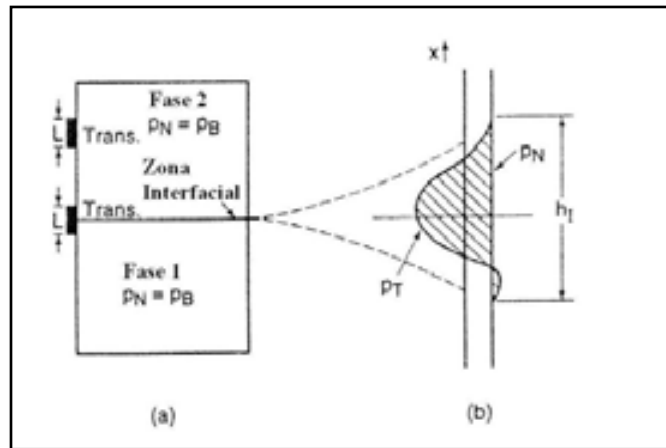


Figura 5.12 - Sistema de dos fases separadas por una interface plana. Perfiles de presión (b) Normal,  $p_N$ , y transversal,  $p_T$ , a lo largo de la zona interfacial.<sup>30</sup>

Supóngase que es posible colocar un transductor de altura  $L$  y ancho  $w$  (en la figura) centrado en la interfase y que  $L > h_I$  (Este es transductor conceptual porque no existen transductores reales con estas características.). La fuerza ejercida sobre la cara del transductor por la tensión del fluido está dada por:

$$F_I = - \int_{-L/2}^{L/2} p_T w dx, \dots\dots\dots (5.1)$$

La fuerza ejercida sobre una cara de transductor similar en la fase total es:

$$F_B = -p_N w L$$

$$= \int_{-L/2}^{L/2} p_N w dx, \dots\dots\dots (5.2)$$

El incremento en la fuerza causado por la presencia de la zona interfacial es

$$F_I - F_B = w \int_{-L/2}^{L/2} (p_N - p_T) dx, \dots\dots\dots (5.3)$$

La IFT se define como la fuerza/unidad de longitud. Por lo tanto,

$$\sigma = (F_I - F_B) / w, \dots\dots\dots (5.4)$$

O

$$\sigma = \int_{-L/2}^{L/2} (p_N - p_T) dx, \dots\dots\dots (5.5)$$

Ya que  $p_N = p_T$  para  $L > h_i$ , la ecuación 5.5 puede ser escrita como:

$$\sigma = \int_{-\infty}^{\infty} (p_N - p_T) dx, \dots\dots\dots (5.6)$$

Es posible calcular la IFT, o tensión superficial, para fluidos puros con el modelo de equilibrio mecánico. Sin embargo, los cálculos son bastante complejos.

Considérese que dos fluidos inmiscibles, heptano y agua, se ponen en contacto. Cuando un surfactante es adicionado a este sistema, las moléculas de surfactante se adsorben a la interface, desplazando parte de las moléculas de heptano y agua ahí. Las moléculas de surfactante se orientan de tal manera que la parte hidrófila apunta a la fase acuosa y la parte hidrofóbica apunta a la fase de heptano. La acumulación del surfactante en la zona interfacial desestabiliza la estructura del fluido en esta región e incrementa la  $p_T$ . Esto se refleja en el rápido decremento de la IFT a medida que la concentración de surfactante se incrementa hasta la CMC.

La IFT entre una solución acuosa de surfactante y una fase de hidrocarburo es una función de la salinidad, temperatura, la concentración de surfactante, tipo de surfactante y pureza, y la naturaleza de la fase de hidrocarburo. La figura 5.13 ilustra el comportamiento general de la IFT entre una solución de surfactante relativamente pura (conteniendo una sola especie de surfactante). La IFT disminuye muy abruptamente a medida que la concentración de surfactante se incrementa hasta alcanzar la CMC. Más allá de la CMC, ocurre un pequeño cambio en la IFT. El surfactante agregado por encima de la CMC contribuye a la

formación de micelas y no aumenta la concentración en la interface agua/hidrocarburo. Por lo tanto, hay un solo un pequeño efecto incremental en la IFT.

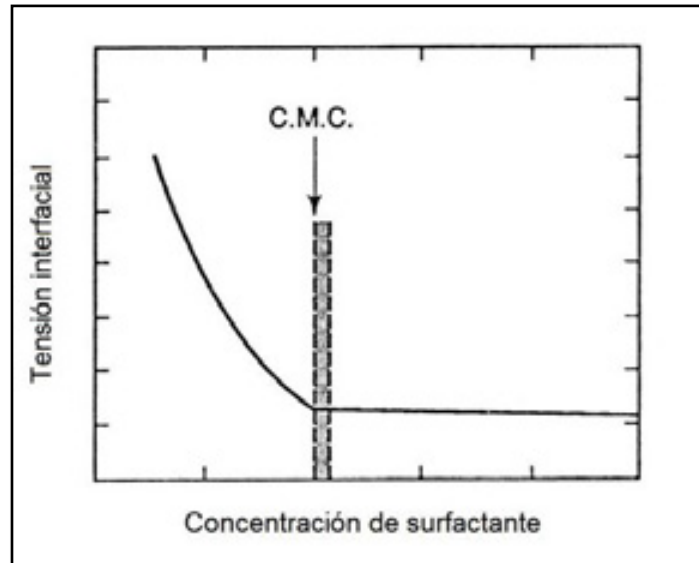


Figura 5.13 - IFT en función de la concentración de surfactante al 100% (un solo componente).

Las propiedades de IFT de los sulfonatos de petróleo, los cuales son mezclas, generalmente son similares a los sistemas de surfactantes de un solo componente. Existe, sin embargo, una variante en la que una CMC bien definida no se observa normalmente. La IFT entre un sistema acuoso de surfactante y una fase de hidrocarburo puede disminuir significativamente a concentraciones muy por encima de la CMC, el punto de inicio de formación de micelas.

### 5.3.4 Surfactantes e IFT's en los sistemas EOR.

Los sistemas de surfactante que no contienen alcohol o que contienen cantidades limitadas de este o surfactante exhiben IFT's ultra bajas. Algunos autores exponen que las IFT's ultra bajas observadas bajo estas condiciones son causadas por la presencia de una fase finamente dispersa en la interface entre el aceite y la salmuera. Esta mesofase es líquido cristalino, rica en surfactante, y por lo general exhibe doble refracción bajo luz polarizada. Puig *et al.* establece que fueron observadas tensiones ultra bajas solo cuando las partículas eran lo suficientemente grandes como para causar turbiedad en la solución. Davis *et al.* presenta un excelente reporte sobre la medición de IFT ultra baja. Estos sistemas no han sido utilizados exitosamente en campo y no serán considerados posteriormente.

Las soluciones micelares, o microemulsiones, el tipo de soluciones utilizadas en los procesos EOR, son complejas. Las características de estas soluciones son discutidas en la siguiente sección.

## 5.4 Comportamiento de fase de las microemulsiones.

Los sistemas de microemulsiones pueden ser diseñados de tal forma que tengan valores de IFT ultra bajos ya sea con fase acuosa o con fase de hidrocarburo (aproximadamente  $10^{-3}$  dinas/cm).<sup>20</sup> Esta propiedad hace a las soluciones micelares, o microemulsiones, atractivas para ser utilizadas como agentes de recuperación de aceite. Los IFT's ultra bajos se correlacionan con la alta solubilización de aceite y agua por el sistema de microemulsión. Por lo tanto, las regiones de IFT baja son encontradas estudiando el comportamiento de fase de los sistemas de microemulsiones para localizar regiones de alta solubilización.

El comportamiento de fase de las microemulsiones es compleja y depende de una serie de parámetros, incluyendo los tipos y concentraciones de surfactantes, cosurfactantes, hidrocarburos y salmuera, temperatura, y en mucho menor grado, de la presión. No existen ecuaciones de estado universales ni siquiera para microemulsiones simples. Por lo tanto, el comportamiento de fase para un sistema en particular tiene que ser medido experimentalmente, y los resultados normalmente son presentados en forma grafica. En caso que se desee, los resultados pueden ser colocados en forma de ecuación para su aplicación en un modelo matemático.

### 5.4.1 Representaciones de comportamiento de fase en un diagrama ternario.

Normalmente una microemulsión está compuesta de al menos cinco componentes: un surfactante, un cosurfactante, un hidrocarburo, agua y NaCl. El cosurfactante y el NaCl no son esenciales. Para analizar el comportamiento de fase rigurosamente, los efectos de cada uno de los componentes tendrían que ser determinados para una amplia gama de composiciones. Las restricciones de tiempo y económicas prohíben el estudio exhaustivo del comportamiento de fase de cada sistema. En consecuencia, el número de componentes debe ser reducido mediante la combinación de uno o más componentes en pseudocomponentes. Por ejemplo, el agua y el NaCl son comúnmente representados por el pseudocomponente salmuera y la fase de hidrocarburo puede ser una mezcla de hidrocarburos. Cuando la salmuera es un pseudocomponente, el sistema de microemulsión tiene cuatro componentes y el comportamiento de fase puede ser representado en un diagrama cuaternario, tal como se describe en la figura 5.14. En este diagrama, los ápices son 100% surfactante, cosurfactante, salmuera, e hidrocarburo. Todos los puntos dentro del diagrama representan composiciones totales de los cuatro componentes.

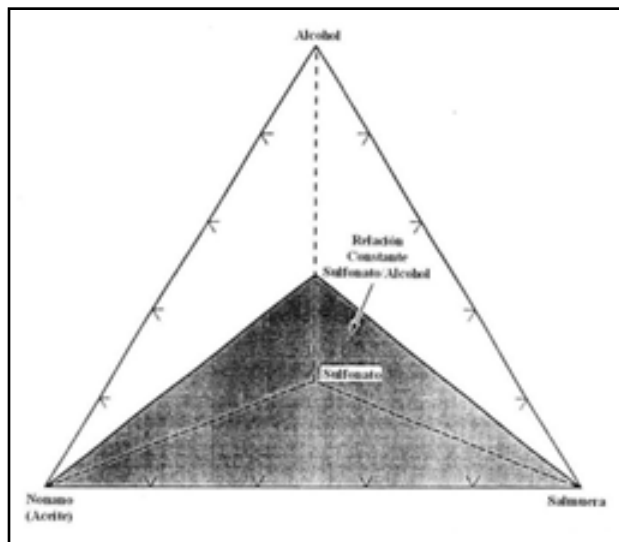


Figura 5.14 - Diagrama cuaternario con diagrama pseudoternario a relación constante sulfonato/alcohol.

La determinación del comportamiento de fase total de un sistema de microemulsión en un diagrama cuaternario no es necesaria debido a que la región de interés para la inyección de surfactante está usualmente a concentraciones relativamente bajas de surfactante. Unos cuantos sistemas han sido estudiados en el diagrama cuaternario para comprender sus conceptos fundamentales, pero otro componente es necesario para reducir la región de investigación para un diagrama pseudoternario. En la mayoría de los casos, el surfactante y el cosurfactante son tratados como un pseudocomponente y posteriormente llamados "surfactante". Por lo tanto, un ápice del diagrama pseudoternario representa 100% "surfactante". El surfactante está compuesto de una relación fija de surfactante-cosurfactante. La figura 5.14 muestra un diagrama triangular pseudoternario representando el plano de un diagrama cuaternario. El pseudocomponente surfactante tiene una relación específica surfactante/alcohol.<sup>20</sup> Por lo tanto, cada punto del diagrama pseudoternario, excepto los ápices de salmuera e hidrocarburo tienen una composición de surfactante con la misma relación surfactante/alcohol.

El uso de diagramas pseudoternarios para representar el comportamiento de fase tiene otras consecuencias. Si bien la composición total de cada mezcla de los tres componentes debe estar en o dentro de los límites del triángulo, las composiciones de fases que están en equilibrio no se encuentran en el diagrama pseudoternario a menos que los componentes se comporten como verdaderos pseudocomponentes. Un componente es un verdadero pseudocomponente si ese componente tiene la misma composición en cada fase. En el material que sigue, los diagramas pseudoternarios son presentados y discutidos como si los componentes se comportaran como verdaderos pseudocomponentes. Los límites de fase trazados en los diagramas terciarios, denotan que las composiciones actuales de las fases en equilibrio se encuentran en el diagrama ternario. Para algunos sistemas, esta es una buena suposición. Para la mayoría de los sistemas,



sin embargo, cierta división de los componentes que forman un pseudocomponente ocurre. El NaCl, el cosurfactante, y el surfactante no siempre se dividen igualmente entre las fases. A pesar de esto, los diagramas pseudoternarios son una herramienta para el estudio del comportamiento de fase de los sistemas de surfactante.

La figura 5.15 muestra una representación general en un diagrama ternario del comportamiento de fase "ideal" de una microemulsión. La ubicación de los ápices sobre el triángulo equilátero, representan al surfactante, la salmuera, y el aceite, los tres componentes de la solución. Las concentraciones pueden ser expresadas en términos de masa o volumen.

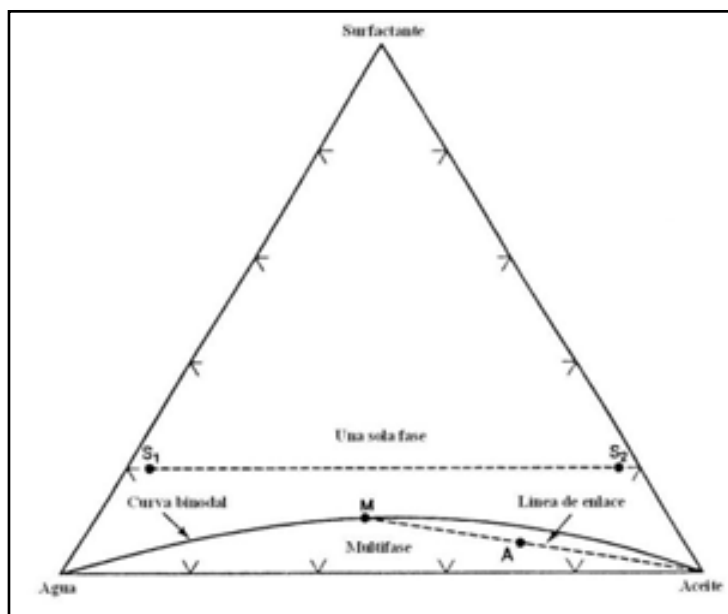


Figura 5.15 - Diagrama de fase pseudoternario para una solución micelar (microemulsión).

En la región de una sola fase del diagrama, la solución es una microemulsión o una solución micelar en la mayor parte del rango de concentración (excepto a concentraciones de surfactante por debajo de la CMC). A altas concentraciones de agua, como el punto  $S_1$  en la figura 5.15, la microemulsión sería un sistema agua-externa con aceite solubilizado en los núcleos de las micelas. Una microemulsión con una alta concentración de aceite, tal como el punto  $S_2$ , sería un sistema aceite-externo con agua en los núcleos de las micelas. La línea punteada que conecta al punto  $S_1$  con el punto  $S_2$  representa todas las mezclas de estas dos composiciones. A pesar de que las mezclas permanecen en una sola fase y termodinámicamente estables, la estructura de la microemulsión cambia a través de una serie de estados intermedios. Las estructuras de estos estados intermedios no son bien comprendidas. No obstante, las soluciones son termodinámicamente estables e isotrópicas.

A cualquier concentración en la región multifásica, tal como el punto A en la figura 5.15, la solución se separa en dos o a veces tres fases. Para una concentración

que genera dos fases, una fase es normalmente una microemulsión la cual se encuentra sobre la curva binodal y la segunda fase es aceite relativamente puro o agua. El sistema A se separa en una microemulsión en el punto M sobre la curva binodal y en un aceite en el ápice de 100% aceite.

#### **5.4.2 Efecto de la salinidad de la salmuera en el comportamiento de fase.**

En general, el incremento de la salinidad de una fase acuosa (salmuera) disminuye la solubilidad de un surfactante iónico. El surfactante es expulsado de una salmuera a medida que la concentración de electrolitos se incrementa. Por lo tanto, la salinidad de la salmuera tiene un efecto significativo en el comportamiento de fase.

Healy *et al.*, describió el comportamiento de fase de un sistema “simple” o de microemulsión ideal y el efecto de la salinidad de la salmuera en el comportamiento de fase. Ellos encontraron que, para su sistema ideal, el comportamiento multifásico se divide en tres clases básicas las cuales se ilustran en la figura 5.16.

A una salinidad de salmuera relativamente baja, las soluciones que se encuentran a concentraciones dentro de la región multifásica se dividen en una microemulsión agua-externa y una fase de aceite en exceso. La microemulsión se satura con aceite a esa composición y temperatura. El sistema aparecería como se muestra en el lado izquierdo de la figura 5.16, debajo de los diagramas ternarios. Debido a que la microemulsión es la fase acuosa y es más densa que la fase aceite, esta reside debajo de la fase aceite y es llamada microemulsión fase-inferior. A una alta salinidad, el sistema se separa en una microemulsión aceite-externo (hidrocarburo o fase oleica) y un excedente, más denso, fase agua (salmuera). En este caso, la microemulsión es una microemulsión fase-superior.

A una salinidad intermedia, el sistema es más complejo. A mayores concentraciones de surfactante, existe una región de tres fases. Las soluciones con concentraciones totales dentro de esta región se separan en fases de microemulsión, agua, y aceite, como se indica en la figura 5.16. Para un sistema simple (ideal) a salinidad fija, la composición de la microemulsión es invariante a cualquier concentración dentro del triángulo trifásico. Debido a que la densidad de la microemulsión es intermedia a las densidades del aceite y del agua, esta es llamada microemulsión fase-intermedia (o media) y esta denominada por  $M^*$  en la figura. Una microemulsión fase-intermedia está saturada tanto con agua como con aceite a la temperatura y composición total del sistema. La región de tres fases es de particular interés debido a que IFT's ultra bajos contra agua y aceite normalmente son hallados en esta región.

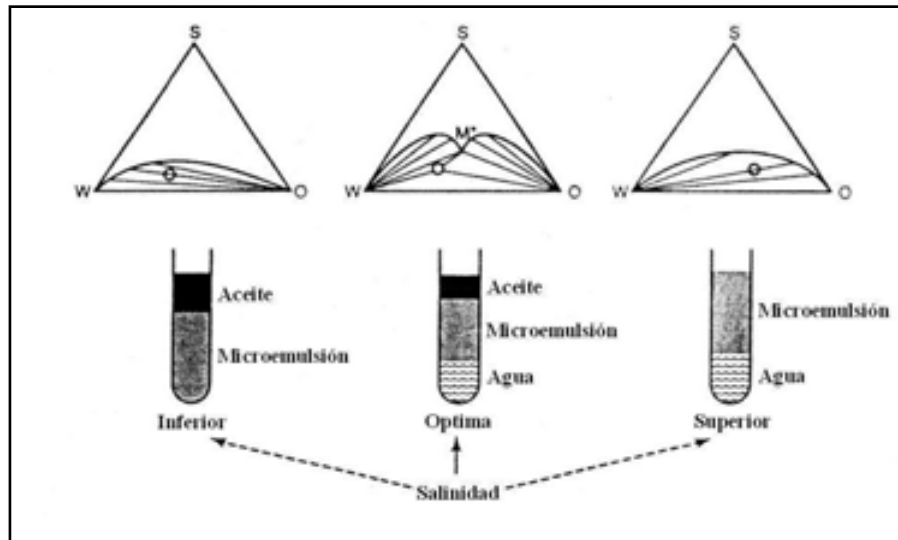


Figura 5.16 - Efecto de la salinidad en el comportamiento de fase de la microemulsión.<sup>32</sup>

El surfactante en un diagrama pseudoternario está compuesto de surfactante más cosurfactante (alcohol) a una relación fija. Al cambiar la relación surfactante/cosurfactante (S/A) a salinidad constante cambia el comportamiento de fase y la región de composición comprendida por el triángulo de tres fases. En consecuencia, existe un número infinito de diagramas pseudoternarios con el surfactante como pseudocomponente los cuales tendrán regiones de tres fases.

Existen lóbulos bifásicos para el triángulo de tres fases de la parte superior derecha y el triángulo de tres fases de la parte superior izquierda. Los sistemas con concentraciones totales dentro de estos lóbulos se separan en dos fases de equilibrio, como lo indican las líneas de enlace en la figura 5.16. Existe una tercera región de dos fases localizada a concentraciones de surfactante bastante pequeñas por debajo de la región de tres fases. Esta región normalmente es bastante pequeña y por lo tanto no es incluida en el diagrama.

El punto de concentración de microemulsión, punto M\*, en el triángulo de tres fases se desplazará hacia el ápice del agua o al del aceite a medida que la salinidad se incrementa o disminuye cerca del valor óptimo de salinidad. La figura 5.17 ilustra este comportamiento.

Las figuras 5.17 y 5.18 utilizan una terminología alternativa a la de Healy *et al.*,<sup>32</sup> los sistemas fase inferior, intermedia y superior son llamados entornos de fase Tipo II (-), III, y II (+), respectivamente. Esto obedece la terminología originalmente utilizada por Windsor.

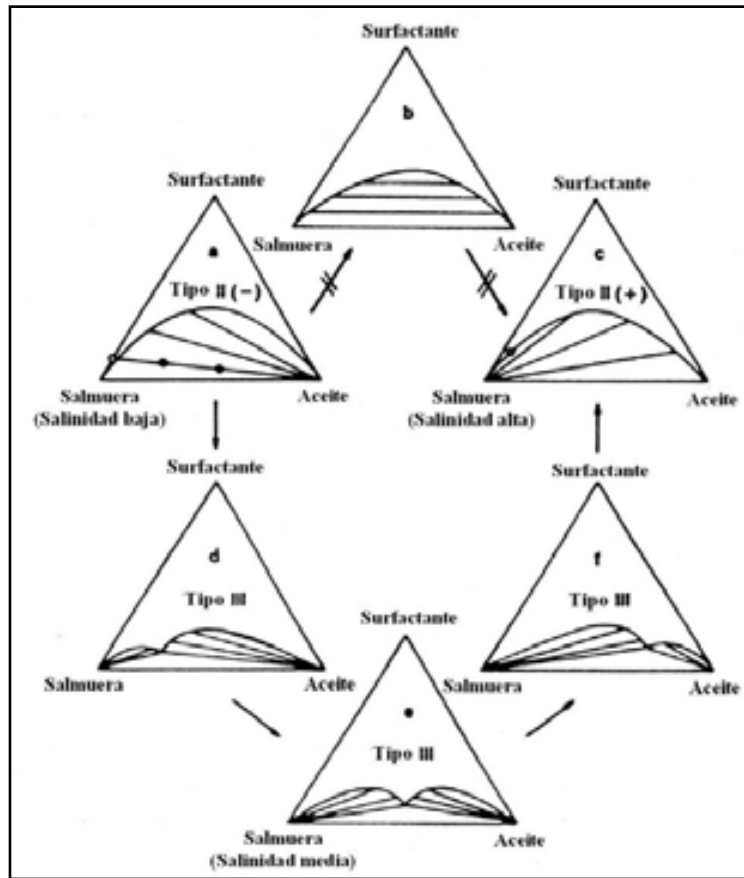


Figura 5.17 - Diagramas de fase generalizados ilustrando el efecto del camino de salinidad.<sup>31</sup>

En el entorno Tipo II (-), existe un máximo de dos fases. Las pendientes de las líneas de enlace son negativas, lo cual es la base para la denominación del Tipo II (-). Windsor se refirió a las microemulsiones formadas en el entorno de fase Tipo II (-) como microemulsiones Tipo I. En el entorno Tipo II (+), nuevamente solo existen dos fases. Las líneas de enlace tienen una pendiente positiva, por lo tanto, por ello la denominación de Tipo II (+). Windsor llamo a las microemulsiones formadas en este entorno microemulsiones Tipo II.

En el entorno de fase Tipo III, existen tres fases en equilibrio. Windsor llamo a estas microemulsiones, las cuales están en equilibrio con agua y aceite, Tipo III. Como se ha indicado anteriormente, sin embargo, lóbulos Tipo II (-) y Tipo II (+) también pueden existir en este entorno. Nelson y Pope,<sup>31</sup> señalaron que el comportamiento ilustrado en la parte superior de la figura 5.17 no ha sido observado para las microemulsiones utilizadas en los procesos EOR. Es decir, la transición del Tipo II (-) al Tipo II (+), o viceversa, siempre se produce a través del entorno Tipo III (en dirección a-d-e-f-c y no en dirección a-b-c).

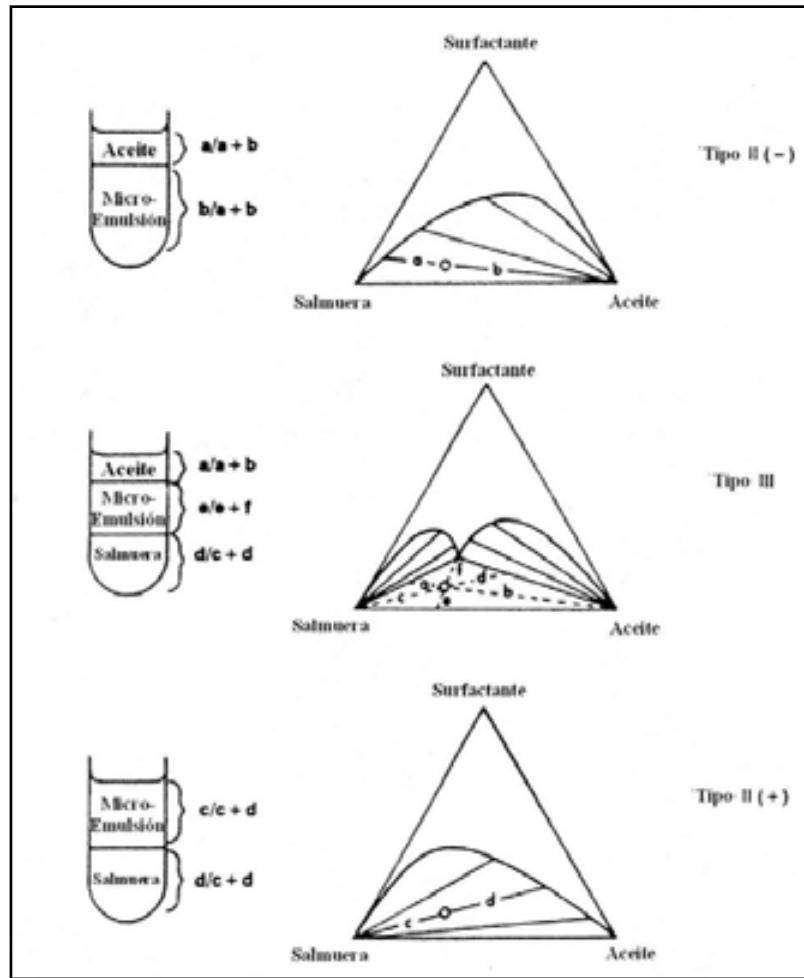


Figura 5.18 – Representación ternaria de los diagramas de fase.<sup>31</sup>

La aplicación de la regla del brazo de palanca para determinar las cantidades de fases en equilibrio se ilustra en el ejemplo 5.1. Los sistemas que se separan en tres fases son discutidos en el siguiente ejemplo.

### **Ejemplo 5.1 – Comportamiento de fase, diagrama ternario.**

Considere el diagrama de fase ternario mostrado en la figura 5.19. Este es para un sistema simple Tipo III, o ideal, planteado por Healy et al.<sup>32</sup>

1. Considere  $100 \text{ cm}^3$  de una mezcla a la composición total en el Punto A en el diagrama. Suponiendo que el equilibrio es alcanzado, ¿cuáles son las cantidades y composiciones de las fases de equilibrio? Las composiciones están en porcentaje de volumen.
2. Repita la parte 1 para  $100 \text{ cm}^3$  de una mezcla a la composición total dada por el Punto B en el diagrama.

*Solución.* Refiérase a la figura 5.20.

1. La composición total en el Punto A es de 19% ( $19 \text{ cm}^3$ ) de surfactante, 20% ( $20 \text{ cm}^3$ ) de aceite, y 61% ( $61 \text{ cm}^3$ ) de agua. Se asume que la línea de enlace de equilibrio interseca al ápice de agua al 100%. El agua está en equilibrio con una microemulsión. La cantidad de la fase agua es determinada mediante la medición a lo largo de la línea de enlace:

$$a/(a + b) = 6/23 \text{ (Mediante medición),}$$

$$V_{H_2O} = 6/23 \times 100 = 26 \text{ cm}^3.$$

La composición de la microemulsión, determinada por balance de materia, es  $19 \text{ cm}^3$  (25.7%) de surfactante,  $20 \text{ cm}^3$  (27.0%) de aceite, y  $35 \text{ cm}^3$  (47.3%) de agua. Se asume que todo el aceite y surfactante están en la fase de microemulsión. Así mismo,

$$V_{me} = 100 - 26$$

$$= 74 \text{ cm}^3.$$

Los valores de las concentraciones también podrían haber sido leídas directamente del diagrama.

2. La composición total en el Punto B es de 9% ( $9 \text{ cm}^3$ ) de surfactante, 31% ( $31 \text{ cm}^3$ ) de aceite, y 60% ( $60 \text{ cm}^3$ ) de agua. El sistema se equilibra con tres fases; una microemulsión en el punto  $M^*$  y fases de 100% aceite y 100% agua. La composición y cantidades de las fases pueden ser determinadas por balance de materia, asumiendo que todo el surfactante está en la microemulsión:

$$V_s = 9 \text{ cm}^3.$$

La composición de surfactante en la microemulsión es de 23% (del diagrama):

$$\therefore 0.23V_{me} = 9 \text{ cm}^3$$

$$V_{me} = 39 \text{ cm}^3.$$

También del diagrama,

$$V_o = V_w.$$

Esto es cierto, debido a que las composiciones de agua y aceite son iguales en la microemulsión, de acuerdo a las composiciones en el diagrama:

$$V_o + V_w + V_s = 39 \text{ cm}^3,$$

$$2V_o = 39 - 9 = 30 \text{ cm}^3,$$

$$V_o = V_w = 15 \text{ cm}^3.$$

La composición de la microemulsión es de 9 cm<sup>3</sup> (23%) de surfactante, 15 cm<sup>3</sup> (38.5%) de aceite, y 15 cm<sup>3</sup> (38.5%) de agua. Para la fase inferior (agua),

$$V = 60 - 15 = 45 \text{ cm}^3.$$

Para la fase superior (aceite),

$$V = 31 - 15 = 16 \text{ cm}^3.$$

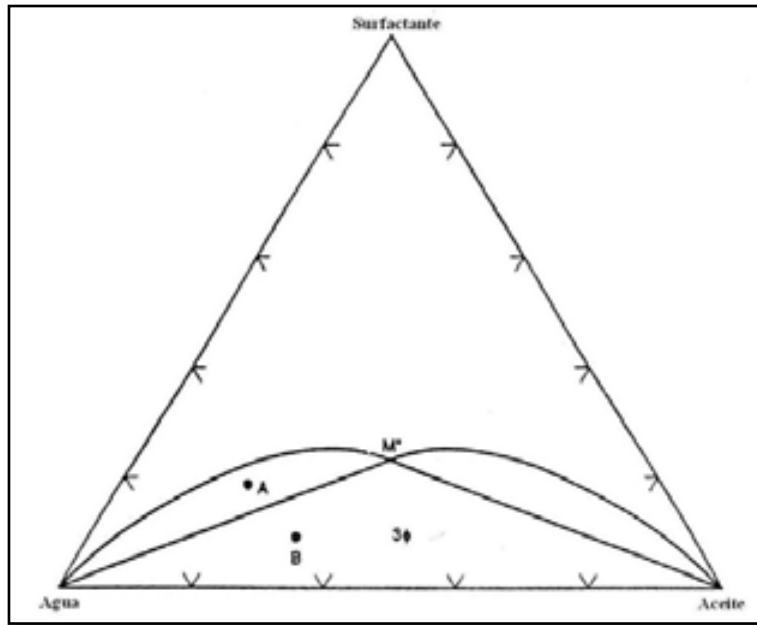


Figura 5.19 - Diagrama ternario, Ejemplo 5.1.

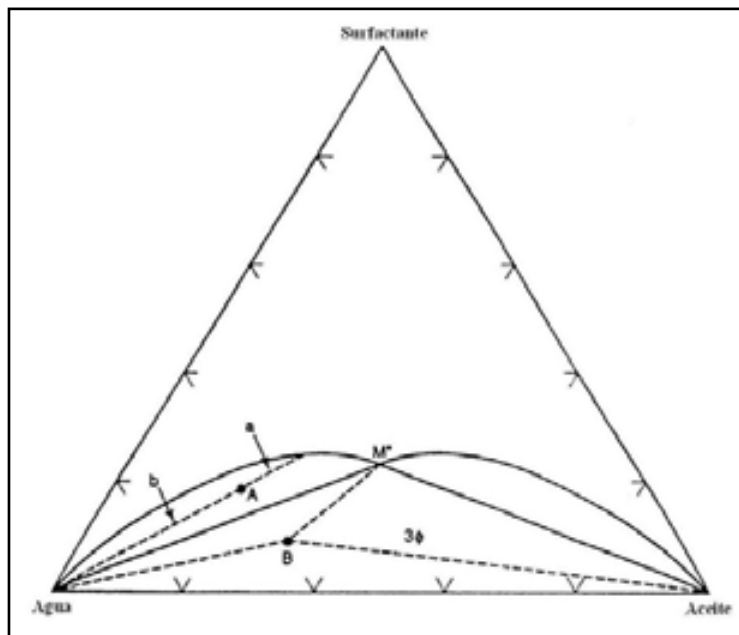


Figura 5.20 - Diagrama ternario, solución del ejemplo 5.1.

La figura 5.21 ilustra una forma alternativa de presentar el cambio de fase que Lake llamo diagrama de carpa (tent diagram). La figura 5.21 también muestra la existencia de puntos de pliegue sobre la curva binodal donde las dos fases son indistinguibles y la IFT se aproxima a cero. En algunos sistemas, las fases en exceso no son necesariamente 100% agua o aceite como se muestra en la figura. Ambas fases en equilibrio en un sistema de dos fases pueden ser soluciones micelares. El punto de pliegue se desplaza con la salinidad, como se indica en la figura 5.21.

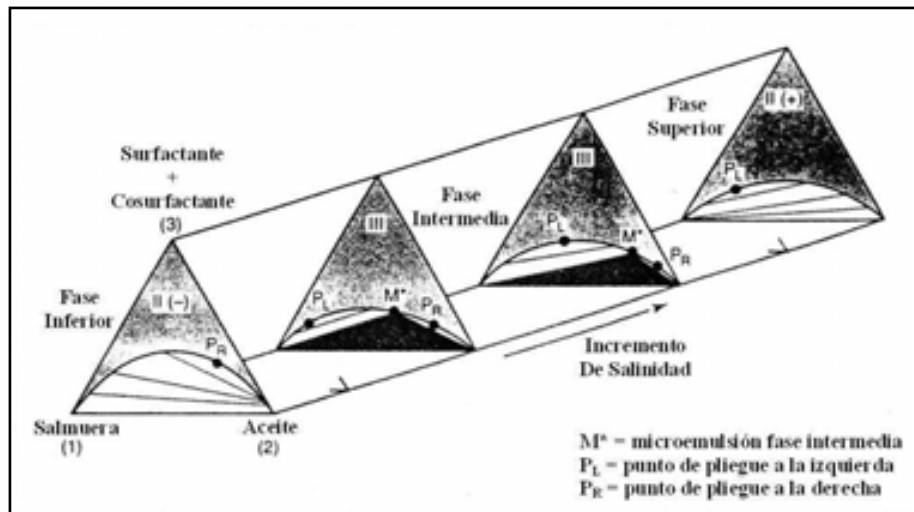


Figura 5.21 - Comportamiento de fase, efecto de la salinidad.

La región de tres fases es una característica de las propiedades termodinámicas de sistemas de líquidos y no es única para sistemas surfactante/aceite/salmuera. Gracias a esto, una deducción de la evolución de la región de tres fases con variables cambiantes, como la salinidad, puede ser desarrollada analizando un sistema de componente puro. Knickerbocker *et al.*, obtuvo datos de comportamiento de fase para sistemas salmuera/ hidrocarburo/alcohol y demostró que las fases de tres líquidos se forman para un gran número de hidrocarburos. Debido a que estos sistemas no forman micelas, la presencia de la región de tres fases no es causada por la formación de micelas.

Knickerbocker *et al.*, desarrolló un modelo para la evolución de la región de tres fases cuando una de las variables principales, tal como la salinidad, es incrementada. Los elementos de este modelo son descritos en la figura 5.22, donde una serie de diagramas pseudoternarios es mostrada con hidrocarburo, alcohol, y salmuera como ápices.



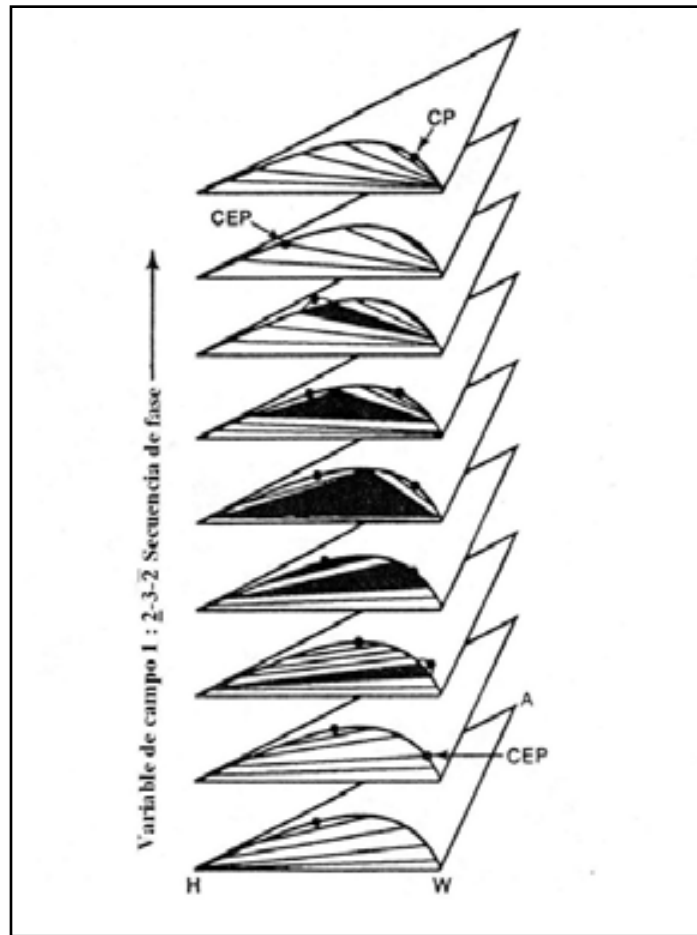


Figura 5.22 - Efecto de la salinidad en el comportamiento de fase para un sistema alcohol/salmuera/hidrocarburo.

Cada diagrama pseudoternario representa salinidad de la salmuera constante. Se asume que el NaCl no se divide entre las fases. A salinidades bajas, un sistema de dos fases se presenta en el que una fase de aceite está en equilibrio con una salmuera rica en alcohol. Un punto de pliegue es mostrado donde las dos fases líquidas son indistinguibles. A medida que la salinidad se incrementa, la fase inferior rica en alcohol se vuelve saturada con respecto al NaCl y una tercera fase brota de esta línea de enlace crítica. Nótese que hay poca solubilidad de NaCl en la fase de hidrocarburo, excepto cerca del punto de pliegue. El punto final o extremo crítico (CEP, por sus siglas en inglés) de esta línea de enlace está indicado en la figura 5.22. La región de tres fases está sombreada y también rodeada por tres regiones de dos fases. Una región de dos fases tiene fases de alcohol enriquecido, mientras que la otra región de dos fases tiene fases de hidrocarburo enriquecido. Existen dos puntos de pliegue en el diagrama pseudoternario.

Una esquina de la nueva región de tres fases es la composición de la fase media, Punto M\*, una fase que está saturada con respecto a alcohol, salmuera, e hidrocarburo a una salinidad total específica. A medida que la salinidad se

incrementa, la composición de la fase media se mueve hacia la línea base de la salmuera puesto que la capacidad de la fase media para solubilizar salmuera es reducida. A una salinidad específica, la región de tres fases se introduce en una región de dos fases donde una fase de hidrocarburo rico en alcohol está en equilibrio con una fase de salmuera rica en alcohol. La región de tres fases desaparece en el CEP indicado en la parte superior de la figura 5.22, en donde la fase de hidrocarburo rico en alcohol se vuelve indistinguible de la fase media. Las distancias han sido exageradas en la figura 5.22 para ilustrar los conceptos. Los CPE's son difíciles de encontrar, y la transición puede ocurrir sobre un estrecho rango de concentraciones. Sin embargo, los conceptos introducidos por la figura 5.22 son sólidos y proporcionan las bases para la comprensión del comportamiento de fase en los sistemas de microemulsiones.<sup>20</sup>

**5.4.3 Representación del comportamiento de fase en un diagrama fracción volumen.**

Los datos de comportamiento de fase también pueden ser representados en un diagrama fracción volumen, como lo demuestra la figura 5.23.

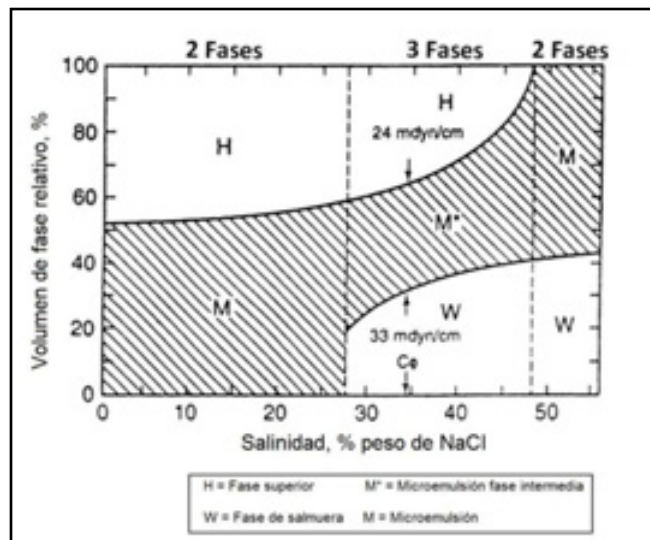


Figura 5.23 - Diagrama fracción volumen (2% TAA y 1% isoctano).

En este diagrama, el volumen relativo de cada fase es graficado como una función de la salinidad. Este conjunto de datos es a menudo llamado “escaneo de salinidad” (salinity scan). La composición total de surfactante y cosurfactante es fija. Las fases son graficadas igualmente como aparecen en un tubo de prueba; es decir, la fase superior, está en la parte de arriba del diagrama. A medida que la salinidad se incrementa, el sistema pasa de una microemulsión fase-inferior a una fase-intermedia y finalmente a una fase-superior.

**5.4.4 Parámetros de solubilización.**

El volumen de aceite y salmuera que puede ser solubilizado por una microemulsión es de interés en la caracterización de un sistema de surfactante. Healy *et al.*<sup>32</sup> expresó las cantidades de aceite y agua solubilizadas por unidad de surfactante en términos de los parámetros de solubilización. Los parámetros de solubilización se definen de la siguiente manera.

$$P_o = \frac{V_o}{V_s} = \frac{\text{Volumen de aceite en la fase de microemulsión}}{\text{Volumen de surfactante en la fase de microemulsión}}, \dots \dots \dots (5.7)$$

$$P_w = \frac{V_w}{V_s} = \frac{\text{Volumen de agua en la fase de microemulsión}}{\text{Volumen de surfactante en la fase de microemulsión}}, \dots \dots \dots (5.8)$$

$V_s$  es el volumen de surfactante en el sistema y no incluye cosurfactante. Se asume que el surfactante está en la fase de microemulsión y no en las fases de aceite en exceso o agua en exceso.

La figura 5.24 es una grafica típica que muestra a los parámetros de solubilización como una función de la salinidad.

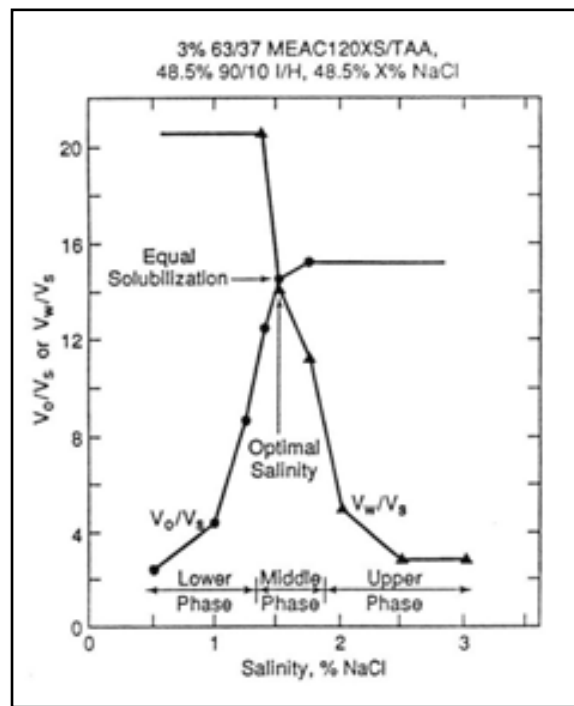


Figura 5.24 - Parámetros de solubilización en función de la salinidad.<sup>32</sup>

Estos datos y la mayoría de los datos a seguir fueron presentados por Healy *et al.*<sup>32</sup> Los surfactantes utilizados fueron aniónicos y fueron sales amina monoetanol de ácido sulfúrico alquilortoxileno (MEACNOXS). La N en MEACNOXS representa el número de carbono o cadena lateral alquilo y es 9, 12, o 15 para sus datos. La

forma neutralizada de la molécula es un sulfonato. Los surfactantes fueron proporcionados por Exxon Chemical U. S. A. El número de átomos de carbono en la cadena lateral del surfactante utilizado para la figura 5.24 es de 12.

Los sistemas de microemulsión fueron elaborados con un co-disolvente de alcohol, ya sea alcohol teramílico (TTA) o alcohol terbutílico (TBA). La relación surfactante/alcohol fue normalmente de 67% vol. de surfactante y 33% vol. de alcohol. El aceite utilizado fue una mezcla de aceite parafínico (denotado por I) y aceite aromático (denotado por N). La relación fue 90% vol. parafínico y 10% vol. aromático. Finalmente, volúmenes iguales de salmuera y aceite fueron utilizados en las mezclas, normalmente 48.5% de cada uno. La diferencia fue el surfactante y el alcohol co-disolvente.

En la figura 5.24, se muestran datos de  $V_o/V_s$  en las microemulsiones fase inferior e intermedia, mientras que los datos para  $V_w/V_s$  fueron tomados de los sistemas fase intermedia y superior. En el sistema fase superior, todo el aceite presente esta solubilizado en la fase de microemulsión. Por lo tanto, el parámetro de solubilización,  $V_o/V_s$ , es constante, asumiendo que todo el surfactante está en la fase superior. Un razonamiento similar cumple para  $V_w/V_s$  y microemulsiones fase inferior.

Los parámetros de solubilización del componente en la fase en exceso aumentan o disminuyen monótonicamente con la salinidad, pero son iguales en un punto en la región fase intermedia.<sup>20</sup> La salinidad a la que los parámetros son iguales es llamada salinidad óptima para el comportamiento de fase.

### **Ejemplo 5.2 – Salinidad óptima para el comportamiento de fase.**

*Los datos para el comportamiento de fase son tomados de un sistema en particular. Para estos datos, la composición total se mantiene constante excepto para la salinidad de la salmuera. La composición total es de 47% salmuera, 47% aceite, 4% surfactante y 2% alcohol. Ocho muestras de 100 ml con diferentes salinidades son mezcladas y dejadas para que se equilibren. Los volúmenes de fase presentados en la tabla 5.4 son entonces medidos. La figura 5.25 muestra el aspecto de la muestras 1 a la 5 después de llegar al equilibrio.*

1. *Determinar la salinidad óptima en base al comportamiento de fase (tal como lo definen Healy y Reed).<sup>32</sup>*
2. *Calcular y graficar en un diagrama ternario la composición de la microemulsión fase-intermedia a la salinidad óptima. Así mismo, mostrar la región de tres fases a la salinidad óptima en el diagrama ternario.*

**Solución:**

1. *Una gráfica de  $V_o/V_s$  y  $V_w/V_s$  es necesaria. La tabla 5.5 muestra los volúmenes. El  $V_s$  incluye solo el volumen de surfactante. Los datos son graficados en la figura 5.26. la salinidad óptima es 1.6% en  $V_o/V_s = 8.8$ .*

2. A la salinidad óptima,

$$V_o/V_s = V_w/V_s = 8.8,$$

$$V_s = 4.0 \text{ cm}^3,$$

$$V_o = 8. \quad 35.2 \text{ cm}^3,$$

$$\text{y } V_w = 35.2 \text{ cm}^3.$$

La composición de la fase de microemulsión es  $6.0 \text{ cm}^3$  (7.9%) surfactante/alcohol,  $35.2 \text{ cm}^3$  (46.1%) aceite, y  $35.2 \text{ cm}^3$  (46.1%) salmuera. Nótese que los porcentajes de las composiciones suman 100.1% como resultado del redondeo. La figura 5.27 muestra gráficamente la composición de la microemulsión. Se asume que todo el surfactante está en la microemulsión y que las fases superior e inferior son 100% aceite y 100% salmuera respectivamente.

TABLA 5.4 - DATOS DE VOLUMEN DE FASE (EJEMPLO 5.2)

Muestra	Salinidad (% peso)	Tipo de Microemulsión	Volumen de Microemulsión (%)	Volumen De aceite En exceso (%)	Volumen De agua En exceso (%)
1	0.50	Inferior	65.0	35.0	0
2	0.75	Inferior	67.4	32.6	0
3	1.00	Inferior	72.2	27.8	0
4	1.25	Inferior	78.6	21.4	0
5	1.50	Intermedia	79.6	13.4	7.0
6	1.75	Intermedia	72.0	8.6	19.4
7	2.00	Superior	69.0	0	31.4
8	2.25	Superior	65.8	0	34.2

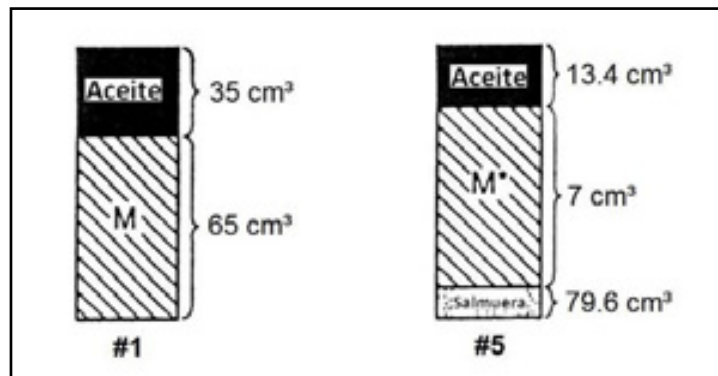


Figura 5.25 - Comportamiento de fase, Muestras 1 y 5, Ejemplo 5.2.

Tabla 5.5 - PARÁMETROS DE SOLUBILIZACIÓN PARA EL EJEMPLO 5.2

Salinidad	Tipo	Volumen de Microemulsión (%)	$V_w$ (%)	$V_o$ (%)	$V_w/V_s$	$V_o/V_s$
0.50	Inferior	65.0	47.0	12.0	—	3.0
0.75	Inferior	67.4	47.0	14.4	—	3.6
1.00	Inferior	72.2	47.0	19.2	—	4.8
1.25	Inferior	78.6	47.0	25.6	—	6.4
1.50	Intermedia	79.6	40.0	33.6	10.0	8.4
1.75	Intermedia	72.0	27.6	38.4	6.9	9.6
2.00	Superior	69.0	16.0	47.0	4.0	—
2.25	Superior	65.8	12.8	47.0	3.2	—

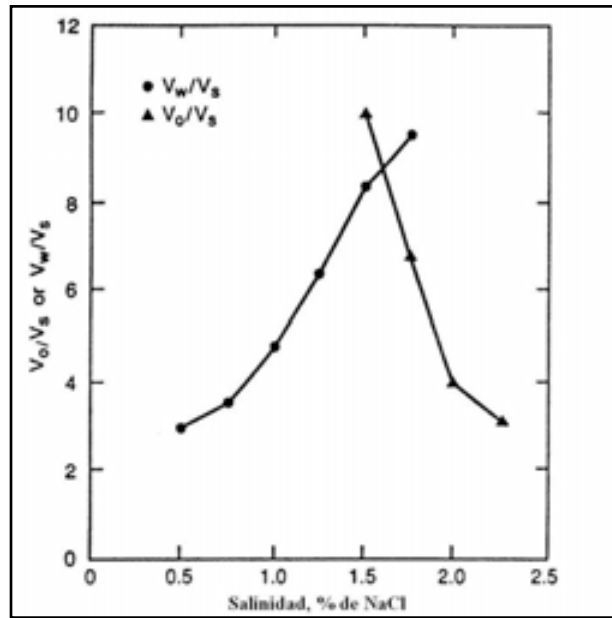


Figura 5.26 - Gráfica de  $V_o/V_s$  y  $V_w/V_s$  para el ejemplo 5.2.<sup>32</sup>

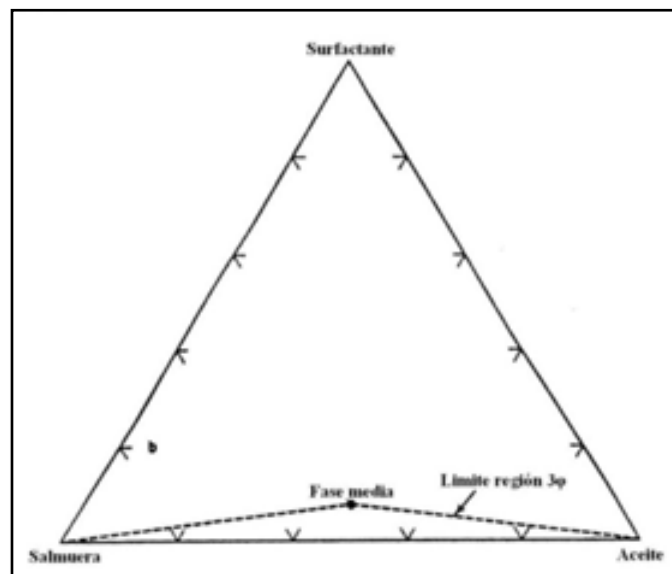


Figura 5.27 - Triángulo de tres fases, Ejemplo 5.2.

### 5.4.5 Comportamiento real de fase.

Las características del comportamiento de fase presentadas anteriormente representan un comportamiento ideal. Los sistemas micelares reales utilizados en la práctica se desvían del comportamiento ideal presentado por Healy *et al.*<sup>32</sup>

Para un sistema que exhibe un comportamiento ideal, los diagramas de fase de sistemas fase inferior, intermedia y superior están dados por la figura 5.16, lo cual implica que las regiones de múltiples fases están singularmente definidas, es decir, que existe una región monofásica compuesta de microemulsiones isotrópicas por encima de las regiones multifásicas y que regiones de dos fases se han desarrollado.

La figura 5.28 es un ejemplo del comportamiento de fase en un sistema real donde varias composiciones fase-intermedia fueron encontradas en vez del punto único M\* indicado en la figura 5.16. La región de dos fases a la izquierda de la región de tres fases es plana y estrecha. Este comportamiento probablemente indica el fraccionamiento de uno o más de los componentes en un pseudocomponente.

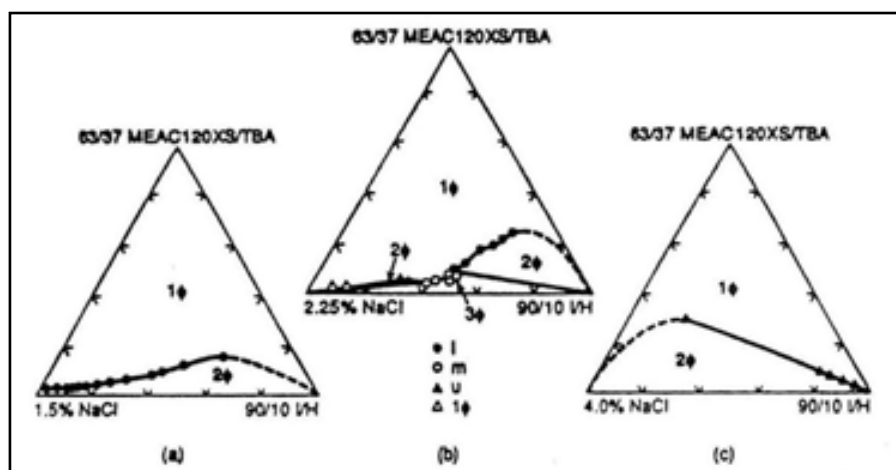


Figura 5.28 - Comportamiento real de fase.<sup>32</sup>

El comportamiento de fase a menudo es más complejo en el resto del diagrama de fase la cual se manifiesta en simples escaneos de salinidad donde las composiciones están limitadas a regiones relativamente pequeñas del diagrama de fase (normalmente a bajas concentraciones de surfactante). Salter desarrolló diagramas pseudoternarios parciales para un sistema de surfactante consistente en sulfonato de benceno paraetilo C<sub>11</sub>, 2.2% NaCl, e isooctano. No hubo cosurfactante en este sistema. Las figuras 5.29a a la 5.29c muestran las estructuras, composiciones fase intermedia, y diagrama de fase para la parte inferior de este sistema. El comportamiento de fase es bastante complejo.

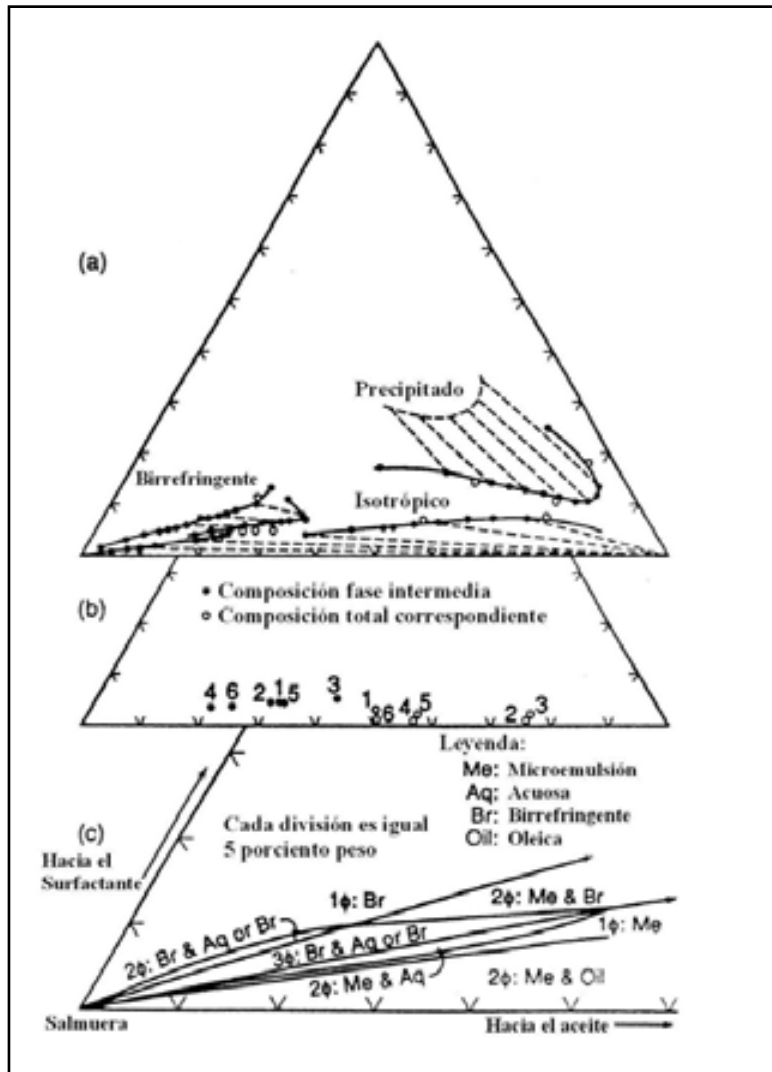


Figura 5.29 - Ejemplo de un comportamiento de fase complejo: sistema 2.2% salmuera/iso-octano.

Se muestran tres regiones en la figura 5.29a. A altas concentraciones de surfactante (10 a 20% peso), altas concentraciones de aceite (40 a 85% peso) y relativamente bajas concentraciones de salmuera (< 7% peso), una región de dos fases se forma, la cual contiene un precipitado en equilibrio con una microemulsión rica en aceite. Ese no es un comportamiento de fase ideal. Una gran multifase se forma justo por encima de la frontera aceite/salmuera del diagrama pseudoternario. Una microemulsión isotrópica separa la región de precipitado de la región multifásica.

La región multifásica contiene varias composiciones fase-intermedia (figura 5.29b) y por lo tanto, no se comporta como un sistema ideal. Esta es particularmente interesante, debido a que el surfactante es esencialmente monosulfonato, a pesar de que existe una distribución del grupo sulfonato entre los sitios orto y meta en el anillo benceno. Un análisis de cromatografía líquida de alto rendimiento muestra que las dos especies surfactantes no se fraccionan. Salter, parte del



comportamiento del no-pseudocomponente al fraccionamiento de la salmuera entre las fases en equilibrio.

Varias fases birrefringentes y por lo tanto tienen algún tipo de estructura. Los sistemas de surfactante que tienen estructuras líquido cristalinas son birrefringentes, lo que significa que la luz polarizada pasa a través de la solución cuando se ve a través de polos cruzados. Los cristales líquidos y precipitados pueden ser removidos de algunos sistemas adicionando un cosurfactante o cambiando la temperatura. En cualquier caso, el comportamiento real de fase es considerablemente diferente del comportamiento de fase ideal y debe ser considerado en el diseño de un sistema de surfactante para un determinado yacimiento. Estos resultados muestran que la determinación del comportamiento de fase de los sistemas a partir de un único parámetro analizado, tal como la salinidad, puede desestimar la complejidad del diagrama de fase.<sup>20</sup> Salter también observó que pequeñas valores de fraccionamiento de una mezcla de surfactante tenían efectos considerables en el comportamiento de fase.

#### **5.4.6 Representación del diagrama pseudoternario.**

La representación del comportamiento de fase de una solución micelar en un diagrama ternario requiere del uso de pseudocomponentes. Normalmente, el cosurfactante y el surfactante son agrupados como un solo componente y la salmuera y el aceite son considerados como componentes individuales. Esta es solo una aproximación debido a que los componentes de un pseudocomponente no suelen dividirse en las fases diferentes a la relación exacta a la que existen en el pseudocomponente. En algunos casos, la sal se particiona entre las fases de surfactante y las de salmuera, y no es un buen pseudocomponente. En estos casos, la composición total es representada por un solo punto en el diagrama pseudoternario, pero las composiciones de las fases en equilibrio no están en el mismo diagrama pseudoternario debido a que la concentración de sal en la salmuera ha cambiado. El comportamiento de fase puede ser tratado de una forma más compleja.

#### **5.4.7 Presencia de otras fases.**

Bajo ciertas condiciones, fases distintas a soluciones isotrópicas han sido observadas. Estas fases normalmente son altamente viscosas, a veces compuestas de cristales líquidos. Algunos tienden a ocurrir a altas concentraciones de surfactante y bajas temperaturas. Otras se encuentran en todas las partes del diagrama de fase. Fases análogas a un gel también han sido observadas cuando se adiciona polímero a una solución micelar.

### **5.5 Comportamiento de fase e IFT.**

Existe una fuerte relación entre el comportamiento de fase de un sistema de microemulsión y la IFT por entre las fases en equilibrio, debido a que el comportamiento de fase avanza en forma sistemática mientras la salinidad de la

salmuera es incrementada, una conclusión razonable es que la IFT también sería una función de la salinidad, como ha demostrado ser el caso.<sup>32</sup>

### 5.5.1 La IFT como función de la salinidad.

La figura 5.30 es una grafica típica de la IFT entre las fases en equilibrio en función de la salinidad. La cantidad  $\sigma_{mo}$  es la IFT entre la fase de microemulsión y la fase de aceite en exceso, mientras que  $\sigma_{mw}$  es la IFT entre la fase de microemulsión y la fase de salmuera en exceso. La  $\sigma_{mo}$  disminuye significativamente a medida que la salinidad se incrementa, mientras que el comportamiento de fase va de un sistema fase-inferior [Tipo II (-)], pasando por un sistema fase-intermedia, y llega a un sistema fase-superior [Tipo II (+)]. Un cambio en este sentido corresponde al aumento de solubilización de aceite de la fase en exceso dentro de la microemulsión (figura 5.24), generando una microemulsión de menor densidad. De la misma manera,  $\sigma_{mw}$  aumenta a medida que el avance de fase-intermedia a fase-superior se produce y el agua es expulsada de la fase de microemulsión. Además,  $\sigma_{mw}$  se incrementa a medida que el volumen de agua solubilizada por la microemulsión decrece.<sup>20</sup> Por lo tanto, existe una relación entre la solubilización de las fases en exceso y la IFT entre la microemulsión y las fases en exceso.

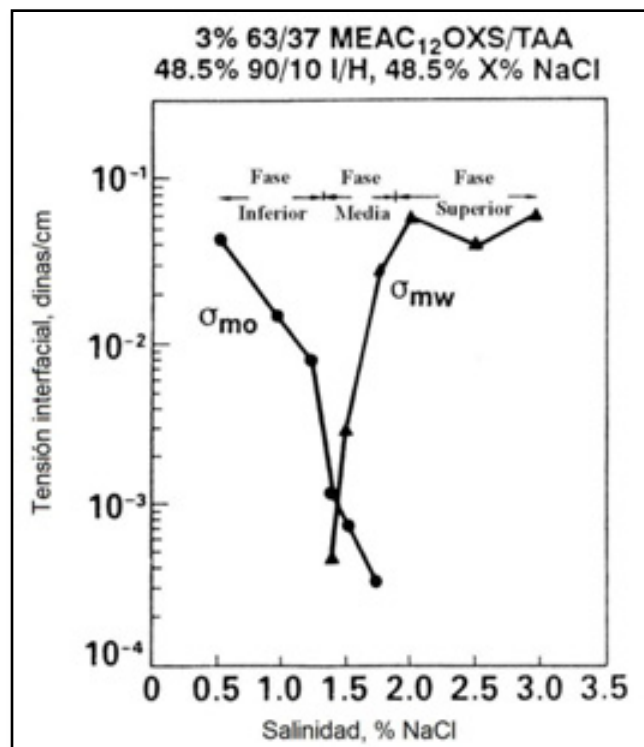


Figura 5.30 - IFT en función de la salinidad.<sup>32</sup>

Los valores de IFT  $\sigma_{mo}$  y  $\sigma_{mw}$  no están definidos en la ausencia de una fase en exceso. Por ejemplo,  $\sigma_{mo}$  no está definida en un sistema fase superior debido a que todo el aceite ha sido solubilizado. No existe una fase de aceite en exceso en

equilibrio con la microemulsión. Tanto  $\sigma_{mo}$  como  $\sigma_{mw}$  se definen en el entorno fase-intermedia.

Los valores de IFT mostrados en la figura 5.30 son valores típicos medidos en los sistemas EOR. Recordando que la IFT para un sistema aceite/agua (sin surfactante) es normalmente de alrededor de 30 dinas/cm. Por lo tanto, los valores mostrados son tres y cuatro *órdenes de magnitud* (gama de valores entre dos dados, de los cuales uno es diez veces más grande que el otro) por debajo de los valores encontrados en una inyección de agua estándar. En una inyección con sistemas del tipo mostrado en la figura 5.30, el número capilar puede ser incrementado dramáticamente aun mas allá que en una inyección de agua, y el aceite atrapado podría ser movilizado.

El valor de salinidad en el que  $\sigma_{mo} = \sigma_{mw}$  es llamado salinidad óptima para la IFT.<sup>32</sup> Esta salinidad normalmente es muy cercana a la salinidad óptima para el comportamiento de fase anteriormente definido como la salinidad para la cual  $V_o/V_s = V_w/V_s$ , como se muestra en la figura 5.31.

El hecho de que la salinidad óptima para el comportamiento de fase es esencialmente igual a la salinidad óptima para la IFT tiene un importante resultado práctico. La IFT es relativamente difícil de medir cuando las tensiones son ultrabajas. Instrumentos tales como el aparato “spinning-drop” o el aparato pendant-drop deben ser utilizados. Sin embargo, la medición de los parámetros de solubilización es relativamente sencilla. Por lo tanto, para un sistema específico bajo consideración, uno puede primero determinar la salinidad óptima por las relativamente fáciles mediciones de fase. Por lo general, se considera que los parámetros de solubilización deben ser del orden de 10 o más para obtener IFT's ultrabajos adecuados para aplicaciones en EOR.<sup>20</sup> Cuando los parámetros de solubilización están en el rango correcto, los valores de IFT pueden ser medidos en la cercanía de la salinidad óptima para determinar si las tensiones son lo suficientemente pequeñas.

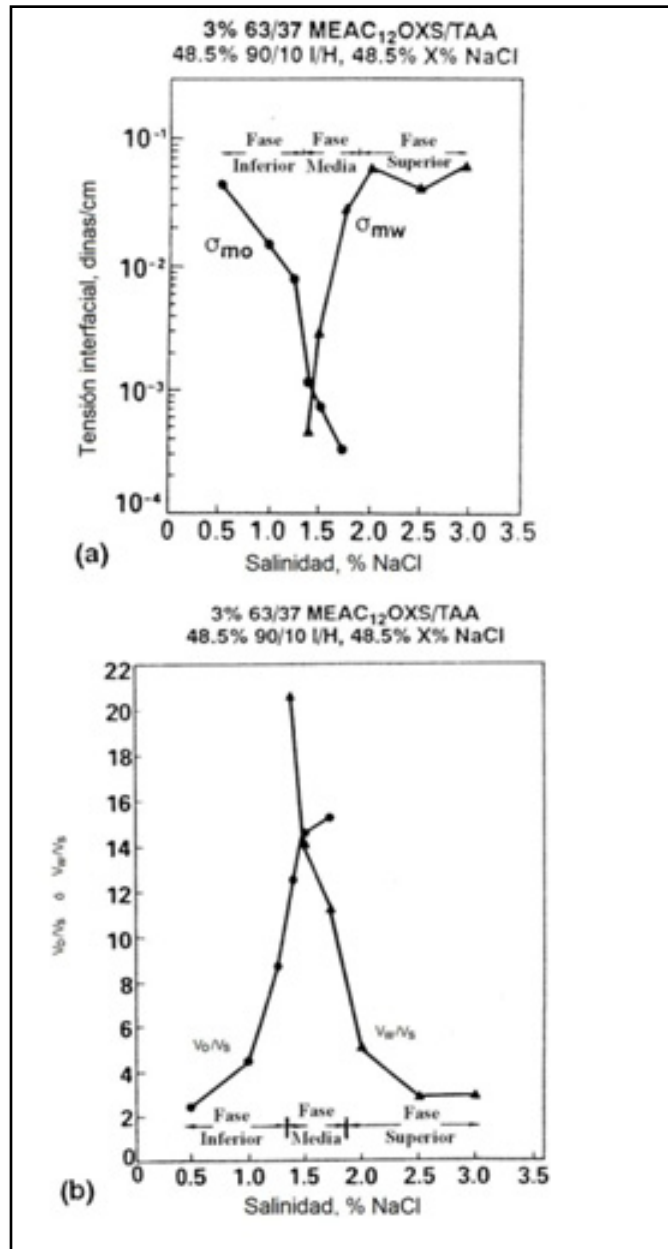


Figura 5.31 - Salinidades óptimas para la IFT y el comportamiento de fase.<sup>32</sup>

**5.5.2 Correlación de IFT y parámetros de solubilización.**

La sección 5.5.1 demostró que las IFT's,  $\sigma_{mo}$  y  $\sigma_{mw}$  están relacionadas a los parámetros de solubilización. La figura 5.31a muestra la grafica de la IFT contra el parámetro de solubilización para los mismos datos de la figura 5.31b. Los datos pueden ser correlacionados empíricamente. Una correlación que describe los datos de Healy et. al.<sup>32</sup> discutidos de la siguiente forma:

$$\log(\sigma_{mo} / \sigma'_{mo}) = \frac{a}{m_o(V_o/V_s) + 1} \dots\dots\dots (5.9)$$

Y

$$\log(\sigma_{mw} / \sigma'_{mw}) = \frac{b}{m_w(V_w/V_s) + 1}, \dots\dots\dots (5.10)$$

Donde a, b, m<sub>o</sub>, m<sub>w</sub>, son constantes y log σ'<sub>mw</sub> y log σ'<sub>mo</sub> son valores de interceptación obtenidos de datos experimentales. Healy and Reed reportaron los siguientes valores para las constantes e interceptaciones: a = 6.285, m<sub>o</sub> = 0.04477, log σ'<sub>mo</sub> = -7.058, b = 12.167, m<sub>w</sub> = 0.01280, and log σ'<sub>mw</sub> = -12,856. Las constantes en las ecuaciones 5.9 y 5.10 son específicas para el surfactante y aceite utilizados para generar el comportamiento de fase y datos interfaciales y para la temperatura.

Una ecuación similar ha sido propuesta por Nelson para ser más universal que las ecuaciones 5.9 y 5.10:

$$\log \sigma_{mo,mw} = \frac{4.80}{1 + 0.210(V_{o,w}/V'_s)^{-5.40}}, \dots\dots\dots (5.11)$$

Donde σ<sub>mo, mw</sub> = IFT en la interface microemulsión/aceite o la interface microemulsión/agua, dinas/cm; V<sub>o,w</sub> = volumen de aceite o agua en la fase de microemulsión, cm<sup>3</sup>; y V'<sub>s</sub> = volumen de surfactante mas alcohol en la fase de microemulsión, cm<sup>3</sup>. Nótese que V'<sub>s</sub> está definido en forma distinta de Vs, el cual ha sido utilizado anteriormente. Por definición, V<sub>o</sub> = V<sub>w</sub> a la salinidad óptima y σ<sub>mo</sub> ≈ σ<sub>mw</sub>. La ecuación 5.11 puede ser utilizada con datos de solubilización de comportamiento de fase para estimar σ<sub>mo</sub> y σ<sub>mw</sub> a la salinidad óptima. Se hace hincapié en que la ecuación 5.11 es una relación empírica basada en la correlación de una cantidad limitada de datos. Como se señalo anteriormente, las correlaciones empíricas similares a la ecuación 5.11 son específicas para los datos utilizados en la obtención de los parámetros y no deben ser extrapoladas más allá de los datos utilizados para establecer la correlación.

Huh desarrolló una relación teórica entre el parámetro de solubilización y la IFT para una microemulsión fase-intermedia. El modelo de Huh, concibe a la fase intermedia como compuesta de capas alternadas de aceite y agua con surfactante en las interfaces. Para la interface aceite/microemulsión,

$$\frac{P_o^2 \sigma_{mo}}{\cos[(\pi/2)\phi_1]} = a_H, \dots\dots\dots (5.12)$$

Para la interface agua/microemulsión,

$$\frac{P_w^2 \sigma_{mw}}{\cos[(\pi/2)\phi_2]} = a_H, \dots\dots\dots (5.13)$$

Donde  $\sigma_{mo}$  = IFT entre la microemulsión y la fase de aceite, dinas/cm;  $\sigma_{mw}$  = IFT entre la microemulsión y la fase de agua en exceso, dinas/cm;  $\phi_1$  = fracción volumen de aceite en la fase intermedia “libre de surfactante” [ $P_o/(P_o + P_w)$ ];  $\phi_2$  = fracción volumen de agua en la microemulsión “libre de surfactante” [ $P_w/(P_o + P_w)$ ]; y  $a_H$  = constante empírica normalmente determinada de forma experimental, dinas/cm.

A la salinidad óptima,  $P_o = P_w = P^*$  y  $\sigma_{mo} = \sigma_{mw} = \sigma^*$ . Ya que  $\phi_1 = \phi_2 = 1/2$ , las ecuaciones 5.12 y 5.13 se transforman en

$$\frac{(P^{*2})\sigma^*}{\cos(\pi/4)} = a_H, \dots\dots\dots (5.14)$$

Donde  $\sigma^*$  = IFT a la salinidad óptima, dinas/cm. Para regiones cercanas a la óptima, las ecuaciones 5.12 y 5.13 pueden ser utilizadas para estimar la IFT en la región de dos fases.

Los valores de  $a_H$  han sido determinados experimentalmente para sulfonatos alquilbenceno ( $0.48 \pm 0.05$  dinas/cm) y alquilfenoles etoxilenados ( $0.34 \pm 0.06$  dinas/cm). Barakat *et al.*, reportó un valor de  $0.40 \pm 0.15$  dinas/cm para sulfonatos alcano y alfa-olefina. Verkruyse y Salter, obtuvieron valores similares de  $a_H$  para surfactantes no iónicos (sulfonatos alquilbenceno) después de dar cuenta del surfactante que se encontraba dentro de la fase de aceite en el cálculo de los parámetros de solubilización.<sup>20</sup>

**Ejemplo 5.3 - Comportamiento de fase e IFT.**

La figura 5.32 muestra el diagrama de fase para un sistema de surfactante bajo investigación. Todas las composiciones están dadas en fracciones de volumen. El surfactante consiste de una mezcla de hidrocarburo sulfonado y alcohol en una proporción 2:1.

1. Determinar el número, tipo, y composición de fases formadas cuando una mezcla consistente de 70 ml de salmuera y 30 ml de aceite es adicionada a 600 ml de una solución que contiene 0.15 de surfactante y 0.85 de aceite.
2. Los datos de IFT para este diagrama de fase están correlacionados con las ecuaciones 5.9 y 5.10 con constantes específicas.

$$\log(\sigma_{mo}) = -7.058 + \frac{6.285}{0.04477(V_o/V_s) + 1}$$

Y

$$\log(\sigma_{mw}) = -12.856 + \frac{12.167}{0.01280(V_w/V_s) + 1}$$

Donde  $\sigma = IFT$ , dinas/cm;  $V_o =$  aceite solubilizado en el volumen de microemulsión,  $cm^3$ ;  $V_w =$  agua solubilizada en el volumen de microemulsión,  $cm^3$ ; y  $V_s =$  volumen de sulfonato solubilizado en la microemulsión,  $cm^3$ . Determinar la IFT(s) entre las fases en equilibrio (si existen) encontradas en la parte 1.

3. Utilizar la ecuación 5.11 para calcular la IFT para las fases en equilibrio. Compare los resultados de las partes 2 y 3.

*Solución.*

1. La composición total es la siguiente.

Aceite, $30 + 0.85 \times 600$	=	$540 \text{ cm}^3$	77.1 %vol.
Salmuera	=	$70 \text{ cm}^3$	10.0 %vol.
Surfactante, $0.15 \times 600$	=	$90 \text{ cm}^3$	12.9 %vol.

El surfactante incluye sulfonato de petróleo y alcohol. Localizar la composición total en el diagrama ternario. Este está en el lóbulo superior de dos fases. Construir una línea de enlace a través de la composición total y el ápice de 100% aceite. Las fases en equilibrio son (consultar la figura 5.33) una fase de microemulsión con 50% aceite, 22% salmuera, y 28% surfactante y una fase 100% aceite.

Para hallar la IFT entre las fases, determinar  $\sigma_{mo}$  (fase de salmuera que no está en exceso).  $V_o$  y  $V_s$  (únicamente sulfonato de petróleo) son necesarios.

$$0.28V_{me} = 9 \text{ cm}^3$$

Y

$$V_{me} = 321.4 \text{ cm}^3,$$

Donde  $V_{me} =$  volumen de la fase de microemulsión,  $cm^3$ .

$$V_s = \frac{2}{3} \times 90 = 60 \text{ cm}^3.$$

Se especifica que proporción surfactante/salmuera es de 2:1.

$$V_o = 0.50 \times 321.4 = 160.7 \text{ cm}^3.$$

$$V_o/V_s = 160.7/60 = 2.68.$$

$$\begin{aligned} \log \sigma_{mo} &= -7.058 + \frac{6.285}{0.04477(V_o/V_s') + 1} \\ &= -7.058 + \frac{6.285}{0.04477 \times 2.68 + 1} \end{aligned}$$

$$= -1.446.$$

$$\sigma_{mo} = 0.036 \text{ dinas/cm.}$$

$$\log \sigma_{mo} = \frac{4.80}{1 + 0.21(V_o/V'_s)^{-5.40}}$$

$$= \frac{4.80}{1 + 0.21(160.7/90)^{-5.40}}$$

$$= -1.909.$$

$$\sigma_{mo} = 0.012 \text{ dinas/cm.}$$

La concordancia es pobre, lo cual indica la naturaleza aproximada de la ecuación 5.11.

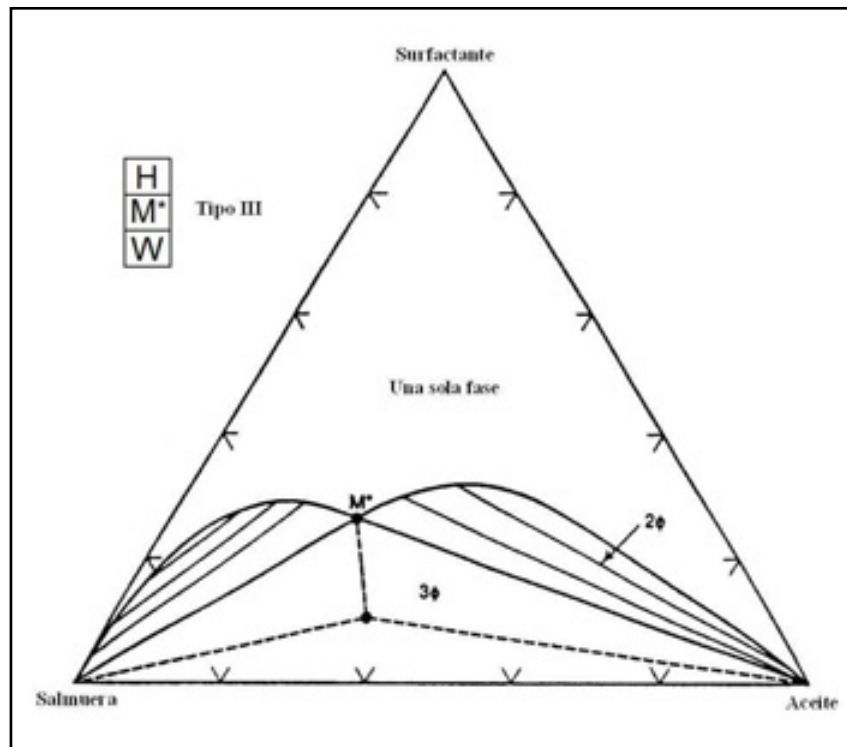


Figura 5.32 - Diagrama ternario, Ejemplo 5.3 (mostrando las líneas de enlace representativas).



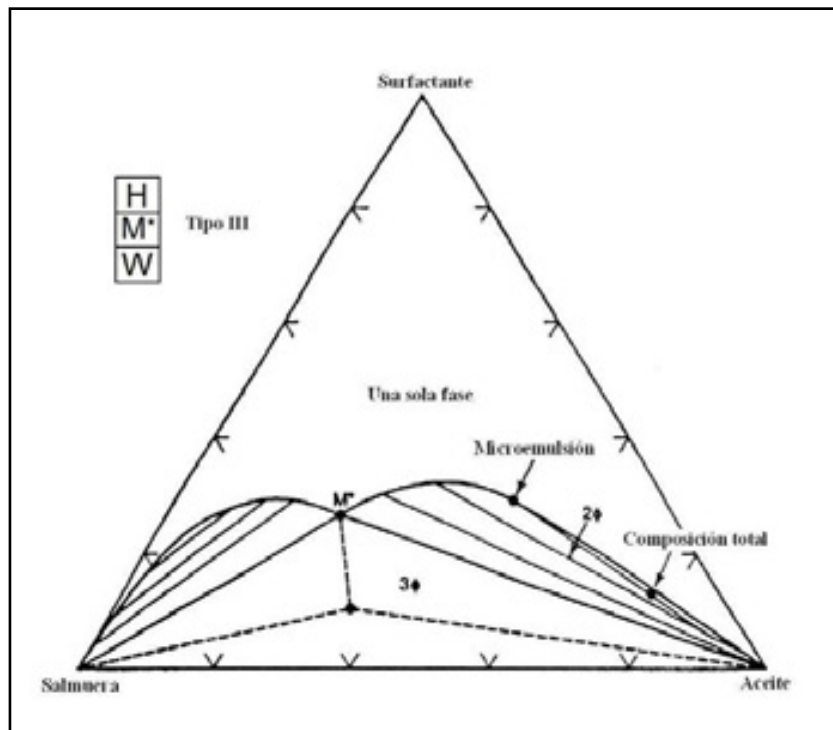


Figura 5.33 - Comportamiento de fase, Ejemplo 5.3.

### 5.5.3 Causas de un IFT ultrabajo en sistemas de microemulsión.

Las causas de IFT's ultrabajos han sido ampliamente investigados. Se sabe que los bajos IFT's están estrechamente asociados con el comportamiento de fase cerca de los puntos críticos. Por ejemplo, en el punto de pliegue de un sistema líquido/líquido, dos fases se vuelven indistinguibles y la IFT entre dos fases en equilibrio tiende a cero. El punto de pliegue es uno de los puntos críticos para una solución de composición dada. El hecho de que los sistemas de microemulsión muestren IFT's ultrabajos de la más amplia gama de salinidades, concentraciones de surfactante, y temperaturas sugiere que un fenómeno crítico está involucrado. Varios artículos dan apoyo a esta interpretación. La explicación general ofrecida por recientes investigaciones<sup>20</sup>, es que los sistemas surfactante/aceite/salmuera a la salinidad óptima están cerca del punto tricrítico en donde las tres fases se vuelven químicamente indistinguibles y por lo tanto exhiben IFT's ultrabajos entre todas las fases.

### 5.6 Variables que afectan el comportamiento de fase y la IFT.

Un número de variables afectan el comportamiento de fase y los parámetros de solubilización, y por lo tanto la IFT, incluyendo la temperatura; tipos de iones en la fase de salmuera, alcohol y aceite; WOR; estructura del surfactante; adición de polímero a la solución; y presión. Ejemplos de los efectos de la alteración de varios de estos parámetros serán dados. Estos ejemplos proporcionan información para guiar el desarrollo de criterios de diseño útiles en la selección de un sistema

de surfactante para un determinado aceite. Una cantidad de los ejemplos son de Healy *et al.*<sup>32</sup> Sus ejemplos son para sistemas a una WOR de 1:1; sin embargo, los sistemas no eran muy sensibles a este parámetro.

### 5.6.1 Efecto del tipo de aceite.

El sistema mostrado en la figura 5.31 contiene 10% vol. de aromáticos en el aceite constituyente, como se discutió en la sección 5.4.3. Cuando esta fracción aromática es reemplazada por aceite de parafina adicional, la salinidad óptima se incrementa, como se muestra en la figura 5.34.<sup>32</sup> Para este sistema, el incremento de la aromaticidad causa que la salinidad óptima y el valor de la IFT a la salinidad óptima disminuyan. Si la aromaticidad es reducida al mismo tiempo que se mantiene constante la salinidad, el comportamiento de fase se traslada de microemulsiones fase inferior a intermedia y finalmente a superior. Los valores de  $\sigma_{mo}$  y  $V_w/V_s$  disminuyen mientras que  $\sigma_{mw}$  y  $V_o/V_s$  aumentan.

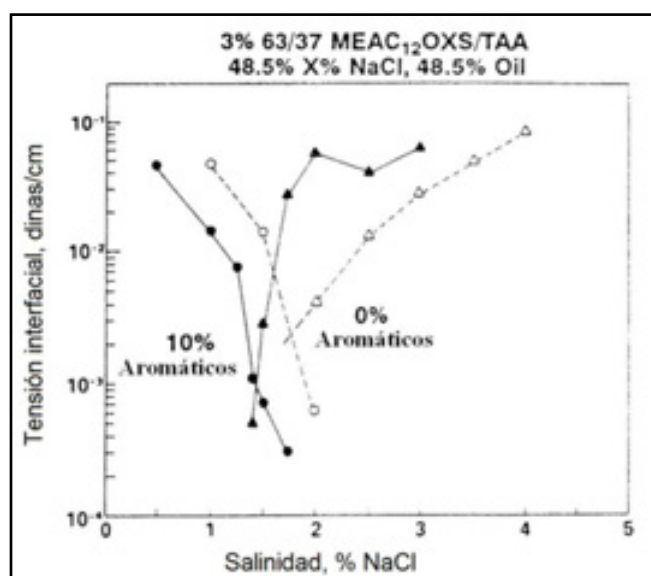


Figura 5.34 - IFT, efecto del aceite.<sup>32</sup>

Los sistemas hidrocarburo/salmuera/surfactante han sido estudiados extensamente para desarrollar un método sistemático para correlacionar el comportamiento de fase con la composición del hidrocarburo. Estos estudios son además útiles en la selección de un surfactante para un determinado sistema hidrocarburo/salmuera. Cayias *et al.* observó que la IFT mínima para una serie de sistemas alcano puro/0.2%-surfactante/1%-NaCl-salmuera tiene lugar a un número de carbón alcano (ACN, por sus siglas en inglés) de 8. Las mezclas de hidrocarburo alcano puro también tienen una IFT mínima a un número de carbón alcano equivalente (EACN, por sus siglas en inglés) de 8. El EACN es la suma de la fracción molar ponderada del ACN de cada especie pura. Este concepto fue extendido a los aceites crudos al determinar el EACN de varios sistemas de aceite crudo. Se propuso que un solo EACN sería encontrado el cual caracterizaría a un determinado aceite crudo. En investigaciones posteriores, se desarrolló una

correlación entre la salinidad óptima y el EACN. Este concepto ha sido utilizado en el diseño y evaluación de aceites para pruebas de campo y para determinar el efecto de la utilización de aceite crudo vivo en la eficiencia de inyección de surfactante.

El concepto de EACN no es universalmente aplicable. Variaciones en el EACN con alcohol de tipo cosolvente, en la WOR total de una muestra, y en la composición de aceite crudo han sido reportados. La reproducibilidad de la mínima IFT fue cuestionada por Shah *et al.* Diferencias significativas fueron observadas entre alcanos y alquilbencenos cuando la salinidad óptima fue correlacionada con el ACN, como se muestra en la figura 5.35. Puerto y Reed concluyeron que no había ninguna relación simple entre la salinidad óptima y los números de carbono de los n-alcanos y n-alquilbencenos o n-alquilciclohexanos.<sup>20</sup>

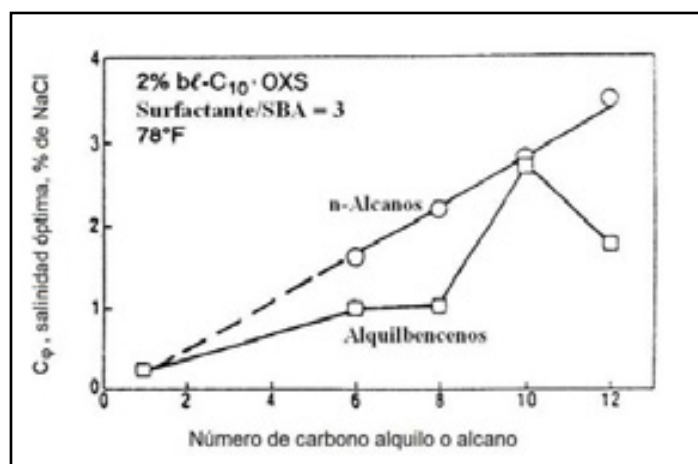


Figura 5.35 - Divergencia de alcanos de los alquilbencenos.

Puerto y Reed desarrollaron una correlación de tres parámetros del comportamiento de fase de una microemulsión. Ellos hallaron que tres parámetros –salinidad óptima,  $C_{\phi}$ ; parámetro de solubilización,  $V_o/V_s$ ; y volumen molar del aceite,  $V_{mo}$  – mejoran la correlación del comportamiento de fase de la microemulsión con el tipo de aceite para una amplia gama de condiciones. Esta correlación es mostrada en la figura 5.36, la cual representa los mismos datos presentados en la figura 5.35. En la figura 5.36,  $nC_i$  indica alcano normal y  $nC_{i\phi}$  es un alquilbenceno normal. Microemulsiones a salinidades óptimas se forman dentro de la región definida por el sistema de tres parámetros. Líneas punteadas de parámetro de solubilización constante son también mostradas. Es evidente de la figura 5.36 que es necesario complementar el ACN con el volumen molar para justificar el complejo comportamiento de fase de las mezclas de hidrocarburos en las microemulsiones. Una única representación de tres parámetros fue hallada para un sistema de surfactante determinado una vez que los aceites de volumen molar alto o bajo fueron excluidos.

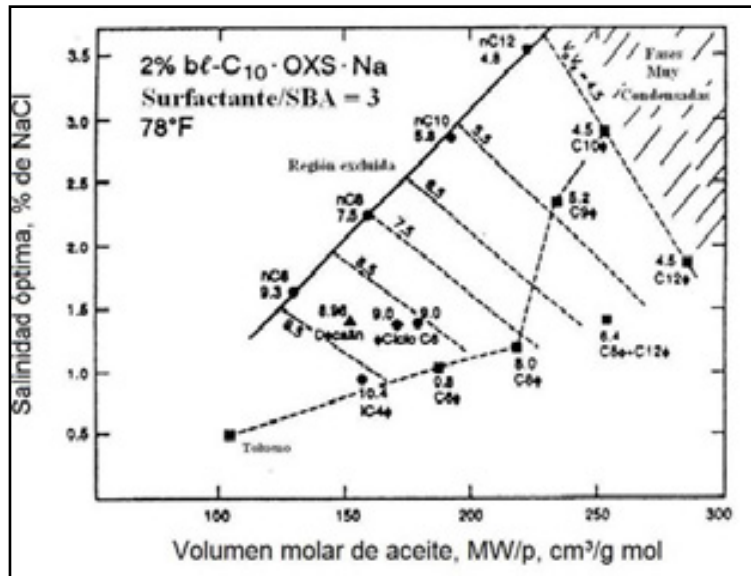


Figura 5.36 - Representación de tres parámetros de la región de salinidad óptima.

La comparación de las correlaciones de tres parámetros para diferentes sistemas de surfactantes y temperaturas reveló importantes tendencias que pueden tener un impacto considerable en el diseño de los sistemas de microemulsión. Los efectos de la temperatura y el cosolvente de alcohol son mostrados en la figura 5.37 para n-alcenos con respecto a tres diferentes sistemas de surfactante.

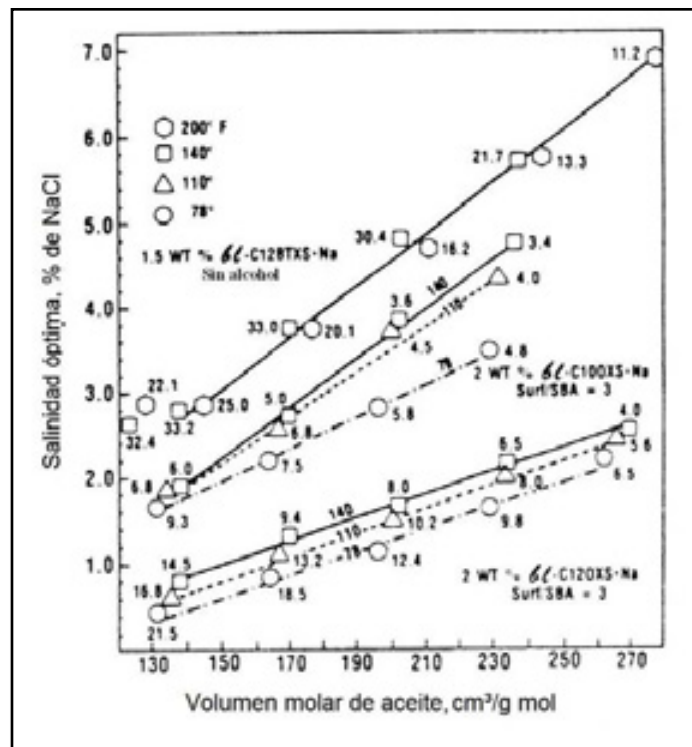


Figura 5.37 - Efecto de la temperatura en la línea de alcano: tres surfactantes. Los parámetros de solubilidad se indican junto a cada punto de datos.<sup>20</sup>

Un sistema de surfactante, bi-C12BTXS, formó microemulsiones fase-intermedia con altos parámetros de solubilización en 140 y 200°F sin el uso de alcohol. La salinidad óptima,  $C_{\phi}$ , para este surfactante fue independiente de la temperatura. Los otros dos surfactantes requirieron el uso de alcohol butílico secundario (SBA, por sus siglas en ingles) para obtener microemulsiones fase-intermedia en el mismo rango de volúmenes molares de aceite. Para el uso de estos surfactantes, el incremento de la temperatura aumento la salinidad óptima a costa de la reducción de los parámetros de solubilidad.

Las correlaciones de tres parámetros dan lugar a la posibilidad de identificar aceites equivalentes para modelar aceite crudo vivo. Los aceites equivalentes tienen la misma salinidad óptima, parámetro de solubilización, y volumen molar. Puerto y Reed presentan reglas de mezclado y ejemplos del uso de una correlación de tres parámetros.

El efecto del tipo de aceite en el comportamiento de fase puede ser muy dramático. La figura 5.38 muestra parámetros de solubilización contra salinidad para dos diferentes aceites y para una particular mezcla surfactante analizada para su uso en una prueba de campo. La salinidad es presentada como el porcentaje de una salmuera Tar Springs (TSB por sus siglas en ingles), una salmuera de alrededor de 10% de salinidad con importantes concentraciones de iones  $Ca^{++}$  y  $Mg^{++}$ . Cien por ciento de TSB en la abscisa corresponde a aproximadamente una salinidad del 10%.

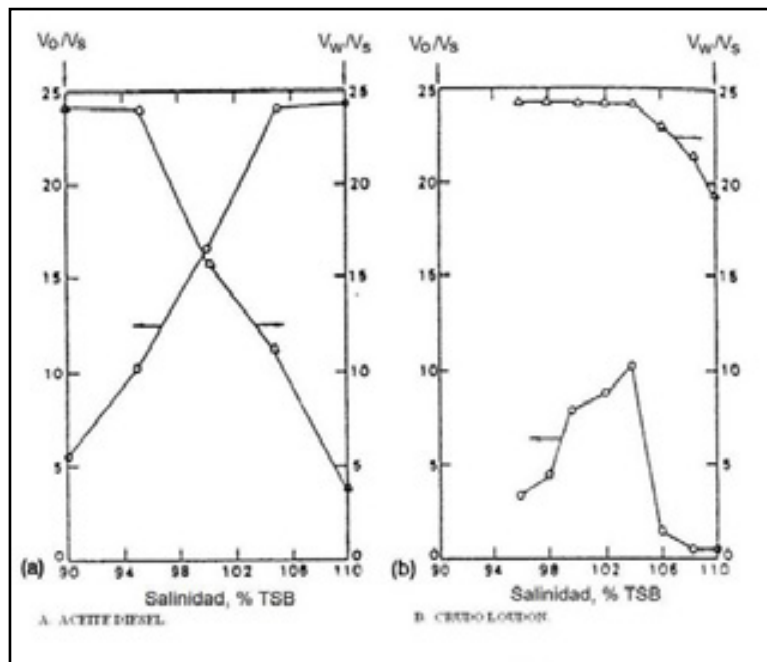


Figura 5.38 - Parámetros de solubilización vs. Salinidad a 78°F (2% de una combinación 60/40 de  $i-C_{13}H_2-O(PO)_4(EO)_2SO_3Na/i-C_{13}H_{27}-O(PO)_3(EO)_4SO_3Na$  en una mezcla 50/50 de aceite y salmuera donde el componente de aceite es (a) aceite diesel o (b) aceite crudo Loudon).

Como lo muestra la figura 5.38a, el comportamiento fue clásico cuando se utilizó diesel como fase oleica. Cuando se utilizó aceite crudo Loudon, no obstante, un comportamiento no-ideal se produjo.  $V_o/V_s$  aumento con el incremento de la salinidad a menores salinidades pero entonces de pronto disminuyo.<sup>20</sup> Como se definió anteriormente, no existe una salinidad óptima para este sistema.

La existencia de esta y otras no idealidades discutidas en este capítulo deben tenerse presentes.

**5.6.2 Efecto del tipo de co-surfactante.**

Los cosurfactantes de alcohol fueron originalmente adicionados a los sistemas de surfactante para incrementar la solubilidad de ciertos surfactantes y para alterar la viscosidad del sistema. La tabla 5.6 contiene las composiciones de varios sistemas micelares antes de la adición de alcohol. Incluidos en la tabla 5.6 están los alcoholes, Jones y Dreher, estudiados para determinar el efecto del alcohol en estos sistemas micelares. Los alcoholes solubles en agua (menor peso molecular) hacen a una microemulsión más hidrófila –es decir, aumento de la capacidad para solubilizar agua, pero disminución de la capacidad para solubilizar aceite. Los alcoholes con baja solubilidad de agua (mayor peso molecular), tales como el pentanol y el hexanol, tienen el efecto opuesto, la solubilización de aceite se incrementa y la solubilización del agua disminuye.

TABLA 5.6 - COMPOSICIONES DE BACHE MICELAR DESPUÉS DE LA ADICIÓN DE ALCOHOL.

	A	B	C	D	E	F
Composición, % vol.						
Sulfonato de petróleo <sup>1</sup>	12.0	10.0	11.7	10.0	11.5	11.9
Hidrocarburo adicionado <sup>2</sup>	63.1	40.0	22.8	40.0	33.7	53.1
Agua adicionada <sup>3</sup>	24.9	50.0	65.5	50.0	54.8	35.0
Peso equivalente promedio de sulfonato	470	440	420	440	424	397
Actividad de sulfonato, % peso.	62.0	60.8	61.6	60.8	62.0	49.8
Hidrocarburo adicionado	LSRG <sup>4</sup>	60% IC <sup>5</sup> /40% HN <sup>6</sup>	IC	IC	IC	PC <sup>7</sup>
Contenido de agua total del bache micelar, % peso	28.1	54.5	70.0	54.5	60.0	41.7
Concentración de electrolitos en el agua del bache, ppm <sup>8</sup>	2,400	3,900	10,000	3,900	13,100	10,600
Electrolito	Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	(NH <sub>4</sub> ) <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	(NH <sub>4</sub> ) <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	(NH <sub>4</sub> ) <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	(NH <sub>4</sub> ) <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>
<b>Alcoholes utilizados como cosurfactantes</b>						
<b>Cosurfactante</b>	<b>Fuente</b>		<b>Composición</b>			
2-propanol	Fisher Scientific Co.		Grado A.C.S.			
1-pentanol	Mallinckrodt		Reactivo analítico			
p-pentanol	Union Carbide Corp.		1-pentanol-62.3%			
			2- y 3-metil-1-butanol-37.1%			
			2,2-dimetil-1-propanol-0.6%			
1-hexanol	J.T. Baker Chemical Co.		Grado A.C.S.			
p-hexanol	Union Carbide Corp.		1-hexanol-93.6%			
			2-etil-1-butanol-5.9%			
			1-butanol-0.1%			
			Indeterminados-0.4%			
2-hexanol	Matheson, Coleman & Bell		Grado reactivo			
p-nonilfenol	K&K Laboratories		95% a 99% puro			

<sup>1</sup>Ejemplo para la Composición A, la cual contiene sulfonato de sodio (elaborado por Shell Chemical Co.), y para la Composición F, la cual contiene una combinación 44-56 (peso-peso) de sulfonato de sodio (TRS-16-TRS-40), todos los surfactantes son sulfonatos de petróleo de marcas hechas por Marathon Oil Co.  
<sup>2</sup>No incluye la contribución de hidrocarburo no sulfonado del sulfonato.  
<sup>3</sup>No incluye agua del sulfonato.  
<sup>4</sup>Gasolina ligera de straight-run.  
<sup>5</sup>Crudo Illinois: viscosidad 177 API, 7- a 9-cp, índice de refracción 1.474.  
<sup>6</sup>Nafta pesada.  
<sup>7</sup>Nafta ligera.  
<sup>8</sup>No incluye cloruro de 400 ppm de TDS (sólidos disueltos totales) contenido en el agua adicionada.

Pronto se dieron cuenta que el tipo de surfactante y la concentración afectan el comportamiento de fase, la IFT, y la viscosidad del sistema. La figura 5.39 muestra los escaneos de salinidad para dos diferentes co-solventes de alcohol, TAA y TBA. El surfactante es el mismo en ambos casos y es el mismo que para el sistema de la figura 5.31.<sup>20</sup> La disminución del peso molecular del alcohol (haciendo el alcohol más soluble en agua) cambio la salinidad óptima a un valor mayor e incremento el valor de la IFT a la salinidad óptima. De ello puede inferirse que el parámetro óptimo de solubilización disminuyo. Con TBA, la salinidad óptima es de 2.2% de NaCl y la IFT en este punto es de  $2.2 \times 10^{-3}$  dinas/cm. Para TAA, los correspondientes valores son 1.4%. A salinidad fija, un incremento en el peso molecular del alcohol (haciendo el alcohol más soluble en aceite) causa que el comportamiento de fase se incline en la dirección fase-inferior – fase-intermedia – fase-superior. Correspondiente a esto,  $\sigma_{mo}$  y  $V_w/V_s$  disminuyen mientras  $\sigma_{mw}$  y  $V_o/V_s$  aumentan.<sup>32</sup>

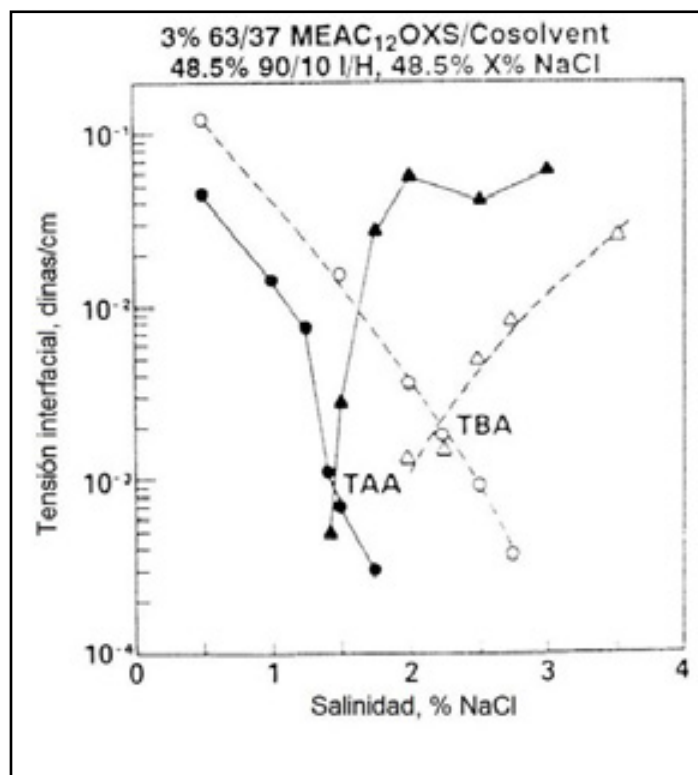


Figura 5.39 - IFT, efecto del alcohol.<sup>32</sup>

Salter llevó a cabo amplios estudios sobre los sistemas que contienen alcoholes y mezclas de alcoholes ( $C_3$  a  $C_{14}$ ) mediante el uso de análisis de salinidad.

En general, la salinidad óptima fue afectada por el tipo y cantidad de alcohol presente en el sistema. La figura 5.40 ilustra el efecto de la concentración de alcohol en la salinidad óptima e IFT óptima para un sistema en el que el surfactante fue sulfonato Amoco Mahogany AA<sup>®</sup> y el alcohol fue TBA. Debido a que el TBA es muy soluble en agua, la salinidad óptima aumenta con la



disminución de la concentración de alcohol. La figura 5.41 resume las salinidades óptimas e IFT's óptimas para una serie de rangos de alcoholes que van desde isopropanol (IPA) hasta hexanol normal (NHA) con el mismo sistema. Alcoholes altamente solubles en aceite como el alcohol isoamil, alcohol amil normal, y el NHA causan que la salinidad óptima disminuya con el aumento de la concentración de alcohol.

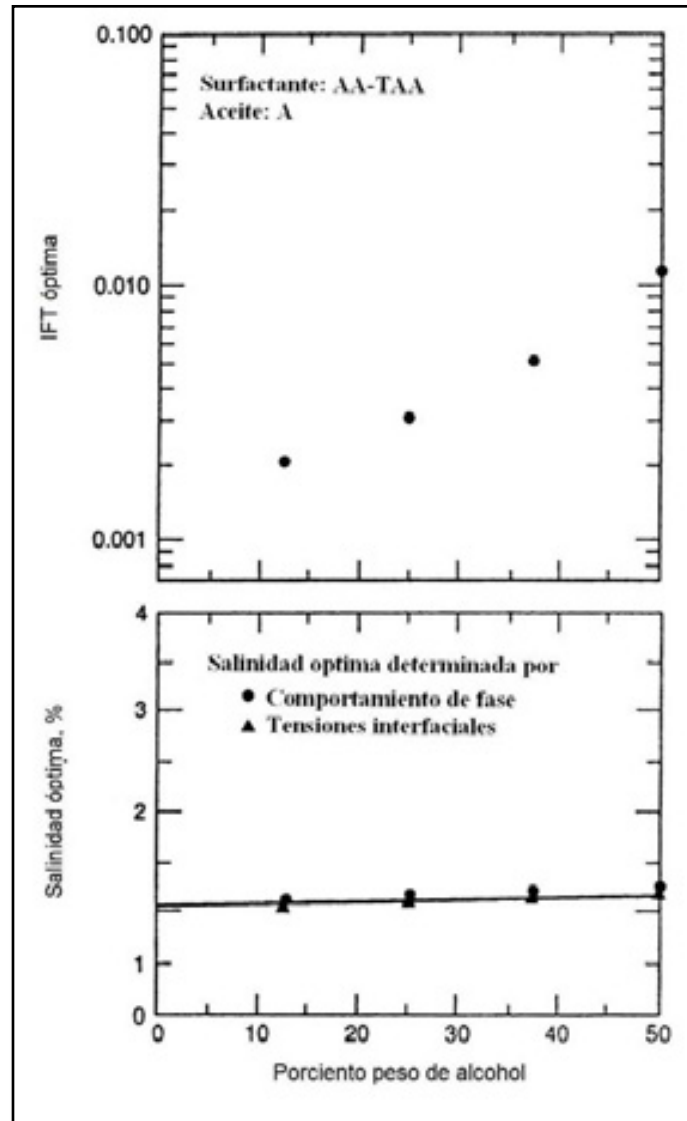


Figura 5.40 - Variación de la salinidad óptima e IFT óptima para el sistema AA/TBA.

La discusión de los sistemas de microemulsión hasta este punto ha asumido que el alcohol es el cosurfactante. El componente surfactante mostrado en los diagramas pseudoternarios está compuesto de un surfactante y alcohol. Estos sistemas son efectivos para el desplazamiento de aceite siempre y cuando el surfactante y el cosurfactante no se separen mientras son desplazados a través de la roca porosa y las condiciones de fase planeadas puedan ser mantenidas. Cierta separación es inevitable debido a que la retención de surfactante normalmente es



mayor que la retención del cosurfactante cuando dicho cosurfactante es alcohol. Esto fue confirmado en el laboratorio<sup>20</sup> y en pruebas de campo.

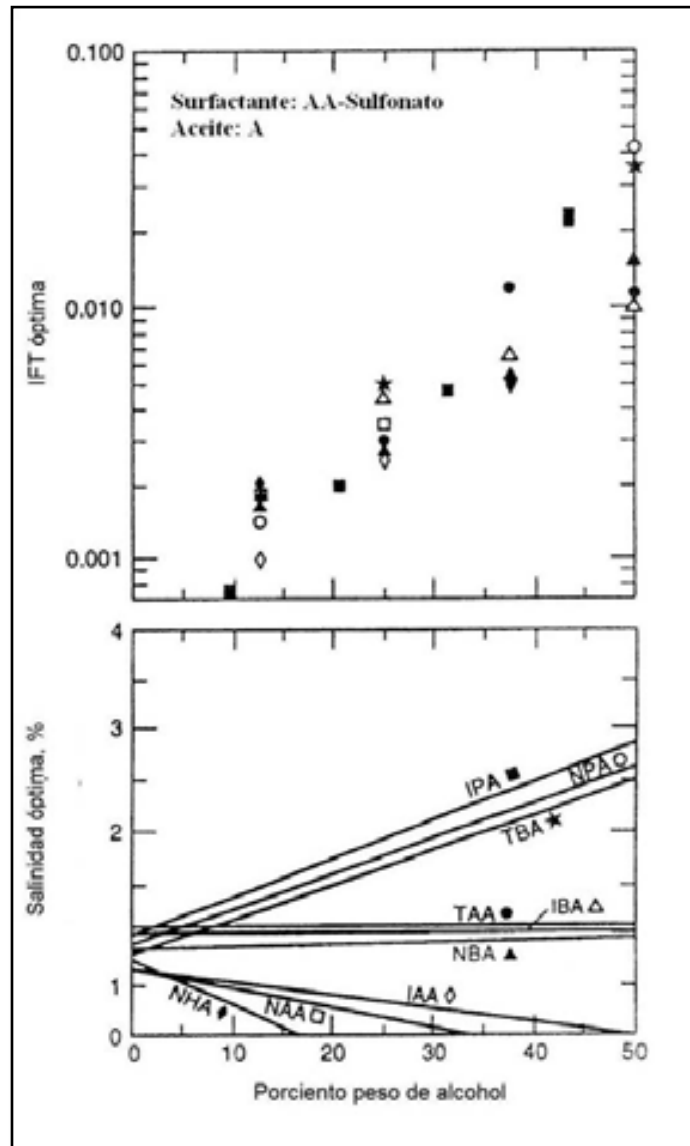


Figura 5.41 - Variación de la salinidad óptima e IFT óptima para el sistema AA-9.

### 5.6.3 Efecto de la temperatura.

Un aumento en la temperatura causa que los parámetros de solubilización  $V_o/V_s$  y  $V_w/V_s$  disminuyan a la salinidad óptima, que la IFT aumente y que la salinidad óptima para un determinado sistema se desplace a un valor mayor. Esto se muestra en la figura 5.42, donde el parámetro de solubilización óptima se reduce de 14.5 a 7.5 mientras la temperatura aumenta de 74 a 150°F y la salinidad óptima se incrementa de 1.6% a 2.1%. Las IFT's a salinidad óptima (figura 5.43) aumentan con el incremento de la temperatura, como era de esperar del cambio en los parámetros de solubilización.

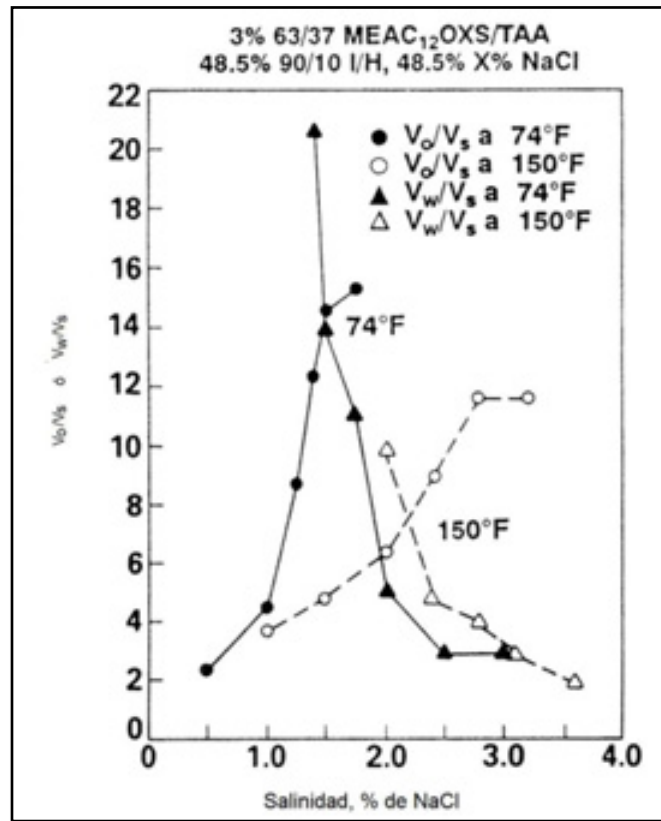


Figura 5.42 - Efecto de la temperatura en los parámetros de solubilización.

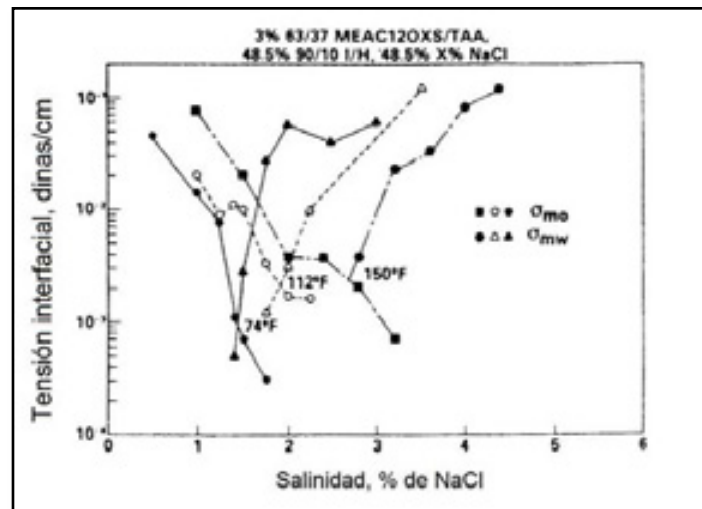


Figura 5.43 - Efecto de la temperatura en la IFT.<sup>32</sup>

La figura 5.44 muestra el efecto de la temperatura para dos sistemas más. La figura muestra las cantidades relativas de las diferentes fases que existirían a diferentes temperaturas. El Texas No. 1<sup>®</sup> y el PDM 337<sup>®</sup> son surfactantes comerciales. Las concentraciones de cosurfactante propanol y salmuera NaCl están dados en la leyenda.

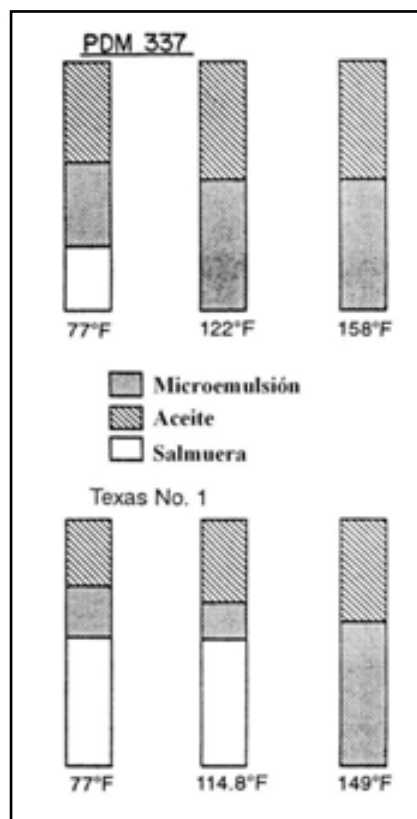


Figura 5.44 - Efecto de la temperatura en el comportamiento de fase (2% 1:6 Texas No. 1/n-propanol en 1.5% de NaCl; 3% 1:1 PDM 337/SBA en 1.5% de NaO).

Cuando la temperatura es incrementada para un sistema a una concentración especificada, la fase se traslada de condición superior a intermedia y después a inferior. Esto es consistente con los datos mostrados en las figuras 5.42 y 5.43.

Una visión adicional del efecto de la temperatura sobre el comportamiento de fase y la salinidad óptima puede ser obtenida de análisis de salinidad para alcanos puros a diferentes temperaturas. Las figuras 5.45 a la 5.47 muestran mapas de fase para  $\text{bl-C}_{10}$  OXS para hidrocarburos alcanos puros a temperaturas de 78, 110, y 140°F. Las microemulsiones fase-inferior, intermedia, y superior están denotadas por los símbolos indicados. Los símbolos ( $\bullet$ ,  $\square$ ) indican la presencia de fases muy condensadas (VCP's, por sus siglas en ingles), los cuales son geles, fases viscosas, o precipitados. Nótese que un incremento en la temperatura de 78 a 110°F eliminó el VCP. Puerto y Reed<sup>20</sup> reportan el efecto de la temperatura en el VCP para asemejar la "disipación" de los VCP's. Las líneas punteadas en las figuras 5.46 y 5.47 representan a  $C_\phi$ , la salinidad óptima para el comportamiento de fase. La región de tres fases se extiende y  $C_\phi$  aumenta cuando la temperatura se incrementa. Esta tendencia con la temperatura no es general. Por ejemplo, la tendencia opuesta sucede con surfactantes sulfato oxilquilatado utilizados en el sistema Loudon. Las VCP's también pueden ser eliminadas por la adición de un alcohol, pero el parámetro de solubilización disminuye.

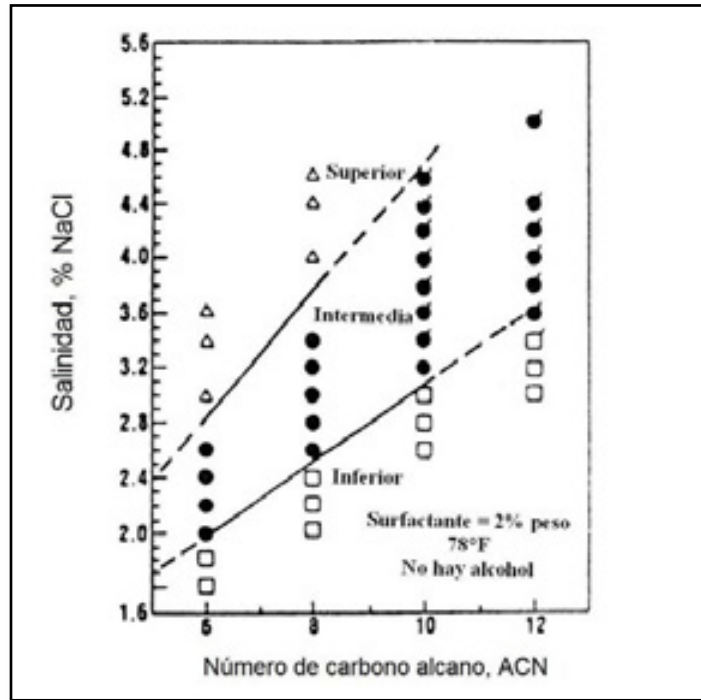


Figura 5.45 - Plano de fase para b-C10 OXS contra alcanos puros; T = 78°F.

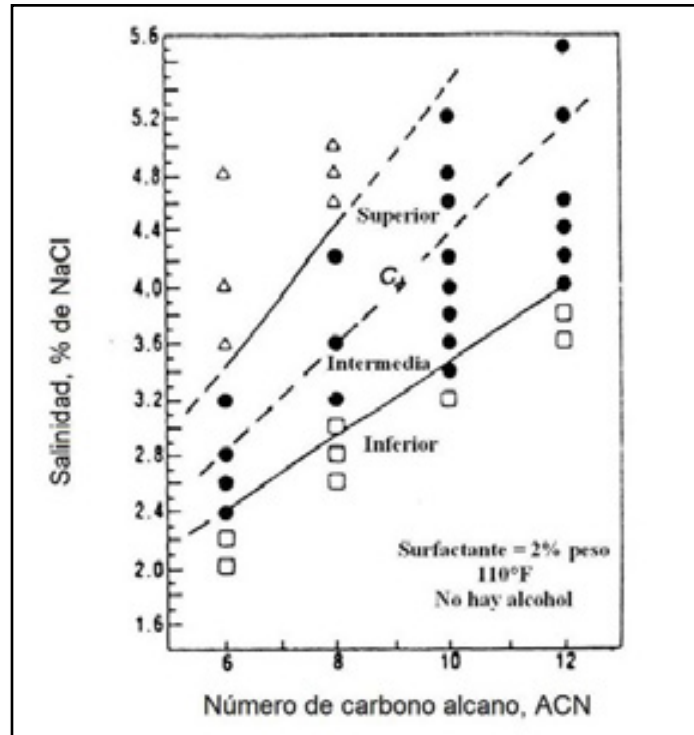


Figura 5.46 - Plano de fase para b-C10 OXS contra alcanos puros; T = 110°F.

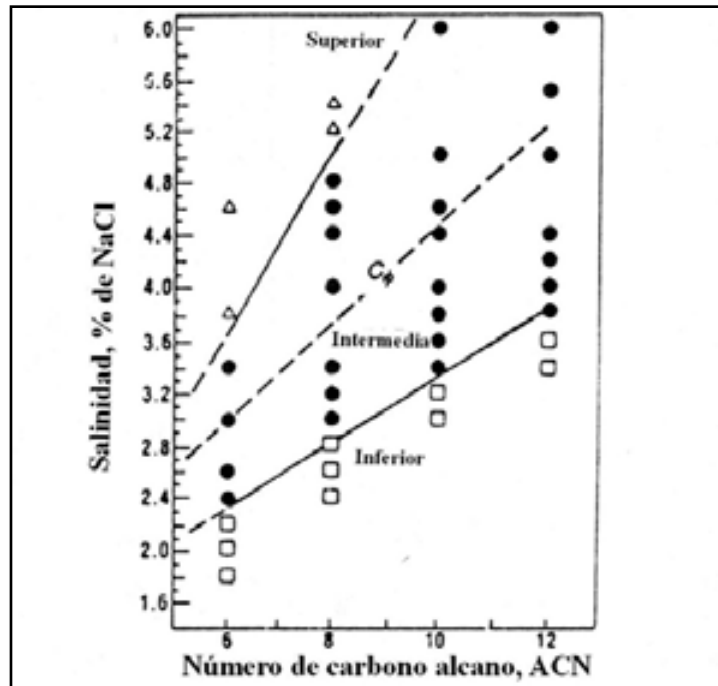


Figura 5.47 - Plano de fase para  $\beta$ -C10 OXS contra alcanos puros; T = 140°F.

#### 5.6.4 Efecto de los iones divalentes.

Las salmueras utilizadas en los campos petroleros normalmente contienen iones divalentes  $\text{Ca}^{++}$  y  $\text{Mg}^{++}$ . Estos iones contribuyen al endurecimiento de la salmuera —es decir, la tendencia a precipitar y un aumento de la incompatibilidad con un surfactante. Iones divalentes están presentes en las matrices porosas de muchas rocas depósito (rocas de yacimiento). Los fluidos inyectados pueden recoger iones divalentes por disolución y/o intercambio iónico, como se discutirá en la sección 5.9.3. El contenido de iones divalentes de un sistema de surfactante puede cambiar notablemente mientras este fluye a través de la roca de yacimiento.

La presencia de iones divalentes desplaza a la salinidad óptima hacia un valor menor, como se muestra en la figura 5.48. El sistema original contenía NaCl como sal en la salmuera y es el mismo sistema mostrado en la figura 5.42. La salmuera fue luego modificada al sustituir el NaCl por una mezcla de NaCl/ $\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  10:1. El comportamiento de fase y los valores de  $\sigma_{mo}$  y  $\sigma_{mw}$  fueron afectados.

Las curvas de IFT denotadas por NaCl,  $\text{Ca}^{++}$  en la figura 5.48 han sido desplazadas a un valor de salinidad menor. La salinidad óptima ha sido reducida aproximadamente de 1.5% a 1.0% del total de sólidos disueltos (TDS). La IFT a la salinidad óptima se ha incrementado de aproximadamente  $9 \times 10^{-4}$  a  $1 \times 10^{-3}$  dinas/cm. Este cambio refleja el hecho de que los surfactantes son menos compatibles con los iones divalentes en la fase acuosa. Los iones divalentes tienden a empujar al sistema hacia un sistema fase-superior.

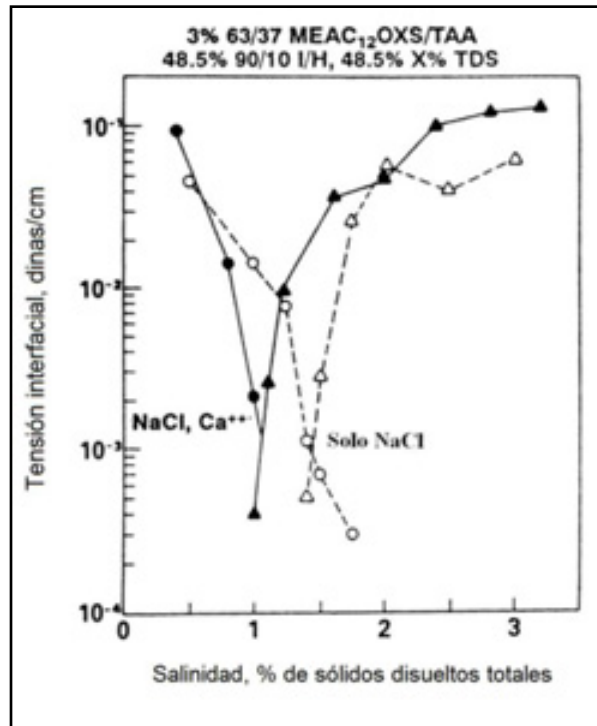


Figura 5.48 – IFT, efecto del Ca<sup>2+</sup>.<sup>32</sup>

La reducción de los cationes divalentes de la fase en equilibrio de salmuera es una consecuencia de la asociación de los cationes divalentes con el surfactante. El respaldo a esta interpretación es mostrado en la figura 5.49, donde las concentraciones de calcio de la salmuera inicial y de las fases de salmuera en equilibrio con microemulsiones fase intermedia y fase superior son graficadas contra la salinidad inicial de la salmuera.

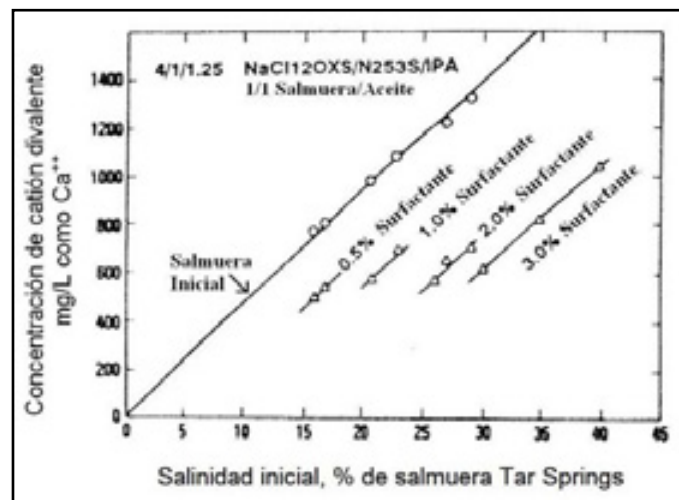
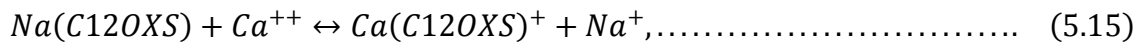


Figura 5.49 - Contenido de catión divalente de las fases de salmuera en equilibrio.

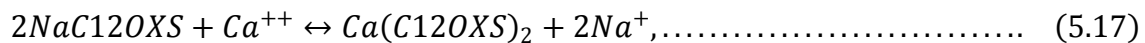
Los complejos (estructura molecular en la que un átomo o ion metálico, generalmente un catión, está rodeado por cierto número de aniones o moléculas dotadas de pares solitarios) catión-divalente/surfactante tienden a ser solubles en aceite y a favorecer la formación de sistemas fase-superior. Glover *et al.* describió el acomplejamiento del calcio con sulfonato ortoxileno de sodio (NaC12OXS, donde C12 indica el carbono predominante en la cadena alquilo) como una relación de equilibrio para monosulfonato catión-divalente:



La relación de equilibrio para la formación está dada por

$$K_1 = \left(\frac{X_{2S}}{X_{1S}}\right) \left(\frac{C_1}{C_2}\right) = \frac{\text{moles de sulfonato catión - divalente}}{\text{moles de sulfonato catión - monovalente}}, \dots \quad (5.16)$$

Donde  $K_1$  = constante de equilibrio;  $X_{1S}$  = moles de sulfonato catión-monovalente por mol de sulfonato total;  $X_{2S}$  = moles de complejo sulfonato catión-divalente por mol de sulfonato total;  $C_1$  = concentración catión-monovalente, g mol/L; y  $C_2$  = concentración catión-divalente, g mol/L. el calcio puede acomplejar dos moléculas de sulfonato, formando complejos disulfonato catión-divalente de acuerdo con la relación de equilibrio.



Donde la concentración de equilibrio satisface la relación de equilibrio

$$K_2 = \left(\frac{X_{2SS}}{X_{1S}^2}\right) \left(\frac{C_1^2}{C_2}\right), \dots \quad (5.18)$$

Y  $X_{2SS}$  = moles de complejo catión-disulfonato divalente por mol de sulfonato total.

Las constantes de equilibrio  $K_1$  y  $K_2$  son determinadas por el ajuste de los datos experimentales. Se asume que un decremento en el contenido de cationes-divalentes de una fase de agua en exceso comparado con la composición original de salmuera (figura 5.49) es una medida directa de la cantidad de complejo catión-divalente formado. La figura 5.50 compara la predicción de cationes divalentes en exceso por mol de sulfonato en función de la concentración de sulfonato para  $K_1 = 6.18$  y  $K_2 = 12.15$  para el conjunto de datos en la figura 5.49. La figura 5.50 también muestra el ajuste de una relación empírica dada por

$$K_1^* = \left(\frac{X_{2S}}{X_{1S}}\right)^{0.426} \left(\frac{C_1}{C_2}\right), \dots \quad (5.19)$$

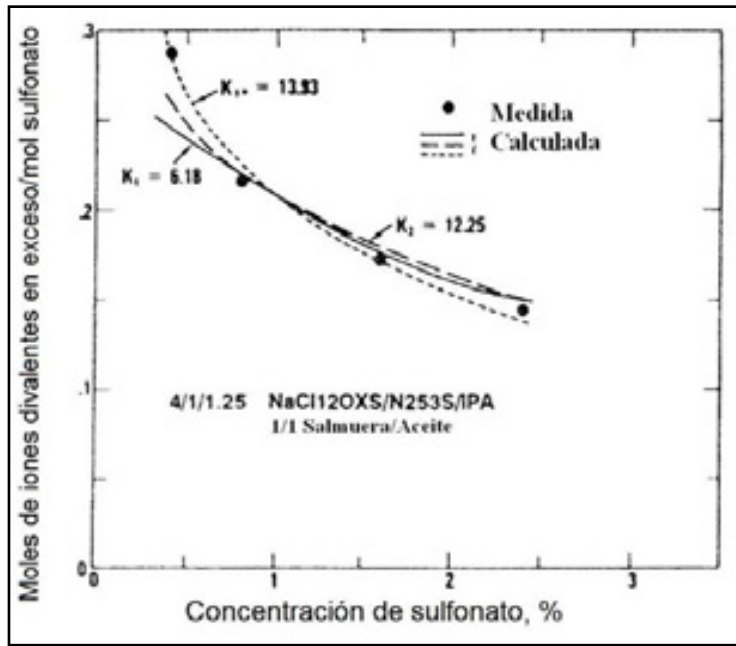


Figura 5.50 - Cation divalente en exceso/relación de sulfonato vs. Concentración de sulfonato.

Glover *et al.* correlacionó a la salinidad óptima para este sistema con la fracción molar del cationes divalentes,  $X_{S2}$ , para una relación fija sulfonato – cosurfactante N25-3S (etoxilatado). De acuerdo con esta relación, la salinidad óptima para el comportamiento de fase,  $C_\phi$ , disminuye con el aumento de la asociación de cationes divalentes con el surfactante:

$$C_\phi = 42.6 - 89X_{S2}, \dots \dots \dots (5.20)$$

Existe un error en el cálculo del surfactante asociado debido a que hay cierta asociación de calcio con el cosurfactante N25-3S.

Hirasaki desarrolló un modelo que puede ser utilizado para estimar la fracción de iones divalentes asociados con el surfactante en la microemulsión. Este modelo muestra que la salinidad óptima está en función del alcohol asociado con el surfactante y la fracción de iones divalentes de los cationes totales asociados con el surfactante.<sup>20</sup>

**5.6.5 Efecto de la estructura del surfactante.**

Los sulfonatos de petróleo fueron inicialmente analizados para la recuperación de aceite debido a que eran relativamente baratos y mostraban varias propiedades deseables y convenientes. Gran parte de la investigación inicial estaba enfocada en correlacionar a la IFT y el aceite recuperado de las inyecciones de núcleos de laboratorio con el peso equivalente del surfactante.<sup>29</sup> Los más bajos IFT's fueron hallados cuando se utilizaron sulfonatos de petróleo con pesos equivalentes de alrededor de 400 a 450. Como se señaló anteriormente, los procesos de producción para los sulfonatos de petróleo normalmente producen una mezcla de



compuestos de diferente peso equivalente. La figura 5.51 muestra una distribución de ejemplo. En este ejemplo, los compuestos con peso equivalente que son <300 pero >600 están presentes en la mezcla.

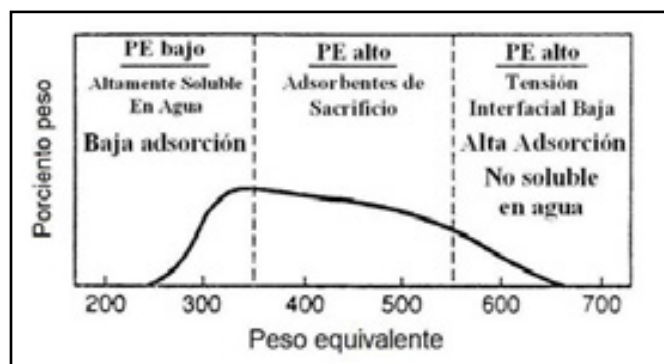


Figura 5.51 - Ejemplo de la distribución de pesos equivalentes de un sulfonato de petróleo.

Gale y Sandvik<sup>29</sup> mostraron que las propiedades de IFT de un determinado sistema surfactante –que fue considerado para una aplicación de campo– fueron establecidas las por moléculas de alto peso equivalente. Su sistema consistía de una mezcla de moléculas de surfactante con un amplio rango de pesos equivalentes. Ellos examinaron el efecto sobre la IFT con un aceite, midiendo la IFT en función del peso equivalente del surfactante. La figura 5.52 muestra una grafica de IFT contra peso equivalente para un sistema que ellos examinaron. También realizaron experimentos de IFT en los que variaron los porcentajes de surfactantes de alto peso equivalente y bajo peso equivalente en la mezcla. Por ejemplo, ellos duplicaron la cantidad del 25% de los compuestos con los pesos equivalentes más altos y encontraron que la IFT se redujo en un tres por ciento. Por otra parte, removieron el 25% de los compuestos con los pesos equivalentes mayores y hallaron que la IFT aumentaba mucho más. En ambos casos, se hicieron ajustes para que el peso equivalente promedio no fuera alterado significativamente. Su conclusión fue que las moléculas de alto peso equivalente eran las que dominaban las propiedades del surfactante.

La estructura molecular del surfactante afecta el comportamiento de fase, los parámetros de solubilización, y en consecuencia, las IFT's. Por ejemplo, la figura 5.53 muestra el efecto de cambiar la longitud de la cola de hidrocarburo en la IFT para el mismo sistema básico descrito por Healy *et al.*<sup>32</sup> La letra N es el número de carbono de la cadena lateral en el surfactante descrita en la sección 5.4.3. Al incrementar N de 9 a 12 y luego a 15 la salinidad óptima se reduce de 4.4 a 0.2% NaCl, con una correspondiente reducción en la IFT y un incremento en los parámetros óptimos de solubilización. Los datos mostrados en la figura 5.53 son a 112°F, pero Healy *et al.*<sup>32</sup> indicó que el mismo comportamiento general fue observado a temperaturas inferiores y superiores.

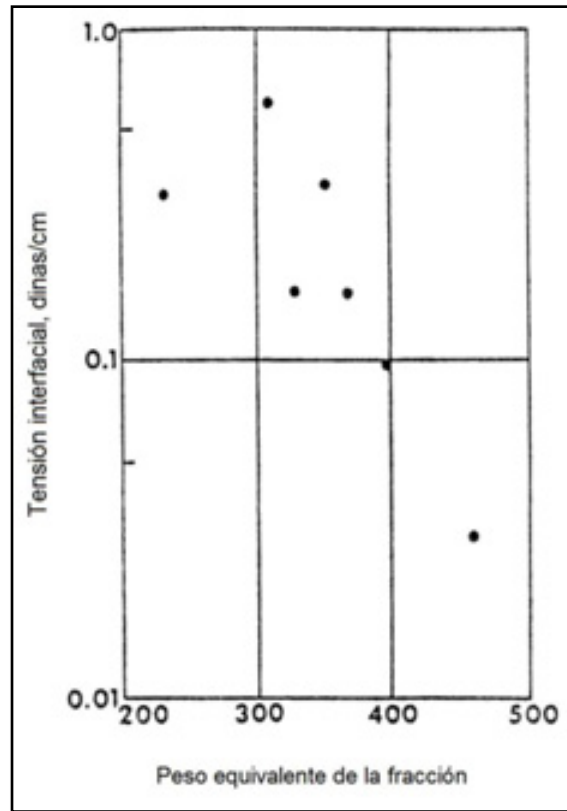


Figura 5.52 - IFT vs. Peso equivalente (0.5% surfactante en 2% salmuera  $\text{Na}_2\text{SO}_4$  equilibrada con aceite crudo Borregos).<sup>29</sup>

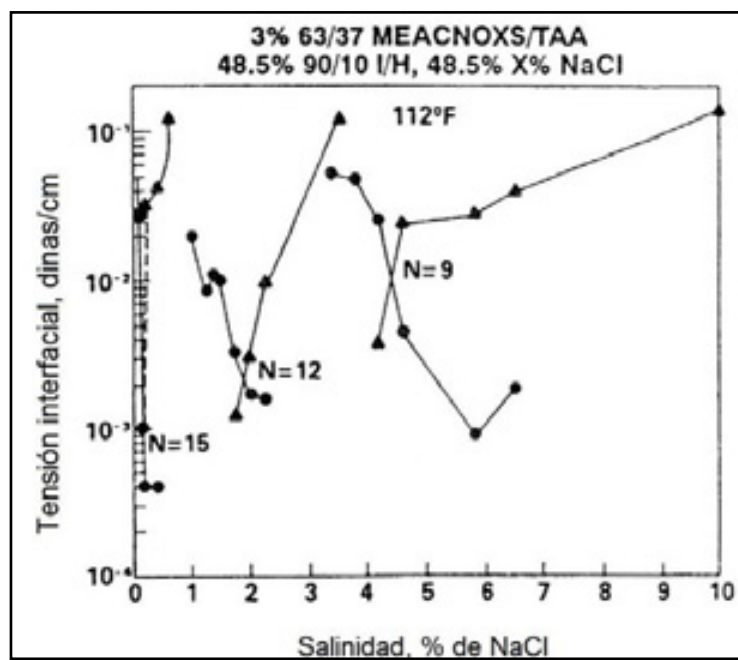


Figura 5.53 - IFT, efecto de la estructura del surfactante.<sup>32</sup>

Se han realizado amplios estudios sobre la estructura del surfactante para descubrir que estructuras proporcionan mayor solubilización de aceite y agua. En primer lugar, un análisis del suministro de aceite blanco mostró que la cantidad de sulfonatos de aceite blanco (principalmente monosulfonados) probados ampliamente en los laboratorios no pueden satisfacer la demanda si la inyección micela/polímero es adoptada a gran escala.

Los sulfonatos de petróleo y los sulfonatos de aceite crudo tienen poca tolerancia a la salinidad y generalmente han sido utilizados en yacimientos donde la salinidad de la salmuera es 2% peso o menor. Sin embargo, muchos yacimientos tienen temperaturas y salinidades más allá del campo de aplicación donde los sulfonatos de petróleo pueden ser utilizados. Una segunda característica de los sulfonatos de petróleo es que la fracción del material que es disulfonado puede ir desde <1% para sulfonatos de aceite blanco hasta >30% en sulfonatos de aceite crudo. Los disulfonatos tienen bajo peso equivalente y por lo tanto son bastante solubles en agua. Se ha comprobado que los sulfonatos de petróleo pueden fraccionarse en componentes monosulfonados y disulfonados debido a la adsorción preferencial y que pueden separarse por medio de cromatografía mientras el surfactante es desplazado a través de la roca porosa.

Estos problemas proporcionaron un incentivo para desarrollar nuevas moléculas que dieron parámetros de solubilización altos bajo condiciones severas. Finalmente, se puso en evidencia que un surfactante simple no podría ser utilizado en todo los tipos de yacimiento aceite/salmuera.<sup>20</sup>

Los sulfonatos sintéticos pueden ser producidos de forma económica en grandes cantidades. Debido a que muchas moléculas de surfactante se pueden hacer, es de interés determinar que moléculas proporcionan altos parámetros de solubilización. Barakat *et al.*, analizó el comportamiento de fase de una serie de sulfonatos de sodio alquil benceno para determinar factores que mejoren la solubilización de aceite y agua en las microemulsiones. La mayoría de los surfactantes eran especies monoisoméricas puras. Estas especies son descritas por la notación  $m\phi C_nSO_3Na$ , donde  $n$  es la longitud de la cadena alquil y  $m$  es el carbono donde el anillo de benceno está conectado. Por ejemplo, la estructura de  $5\phi C_{12}SO_3Na$ , con el anillo benceno conectado al quinto carbono de la cadena dodecil, es mostrada en la figura 5.54.

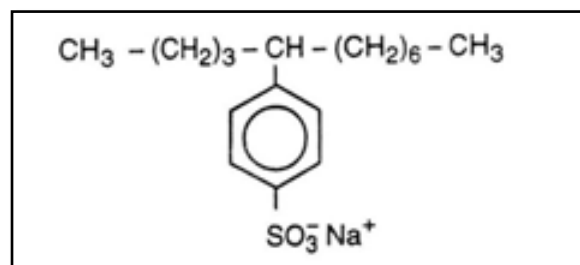


Figura 5.54 - Estructura de  $5\phi C_{12}SO_3Na$ .

La figura 5.55 muestra la correlación del parámetro de solubilización con el ACN para familias de sulfonatos de sodio alquil benceno puros y ciertas mezclas a una salinidad de 1% NaCl y una concentración de 0.0227 M. Los cosurfactantes eran 3% 2-butanol y 2% isopentanol. Cada línea representa un surfactante del mismo peso molecular. El ACN corresponde al número de carbono del alcano puro que exhibió solubilización óptima con ese determinado surfactante. Por ejemplo, el decano tiene un ACN de 10.

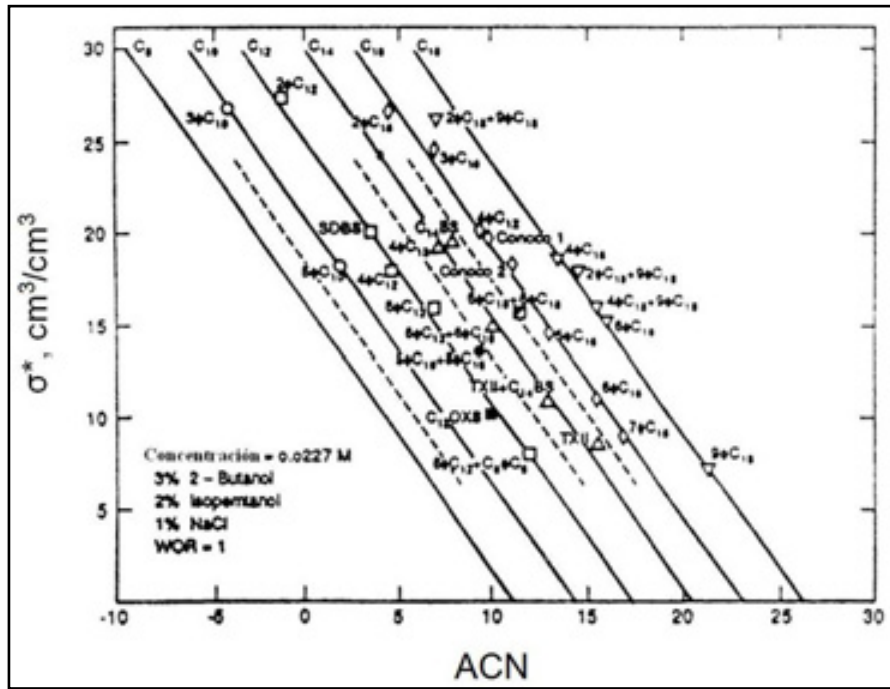


Figura 5.55 - Correlación de parámetro óptimo de solubilización,  $\sigma^*$ , vs. ACN para varias familias de sulfonatos puros alquilbenceno y algunas mezclas.

Los parámetros de solubilización en la figura 5.55 tienen la misma pendiente y están correlacionadas por:

$$P^* = -1.5N_{AC}^* + 2.5C_t - 1.4, \dots \dots \dots (5.21)$$

Donde  $C_t$  = número total de carbonos en la cola de hidrocarburo del surfactante y  $N_{AC}^*$  = ACN a la solubilización óptima. Para un determinado surfactante, la solubilización es mejorada al incrementar la longitud de la cola de hidrocarburo.

Los datos muestran además que para un determinado peso molecular, los parámetros de solubilización aumentan mientras la longitud de la cadena corta, CSC, en el punto donde el anillo benceno está conectado disminuye. Para  $5\phi C_{12}SO_3Na$ ,  $CSC = 4$ . Los parámetros más altos de solubilización fueron correlacionados para sulfonatos alquil benceno con:

$$P^* = -3.0C_{SC} + 30, \dots \dots \dots (5.22)$$

Salter presenta ejemplos que muestran que la localización del sulfonato en el anillo benceno también influye en los parámetros de solubilización. Sulfonato paraetilbenceno monoisométricamente puro ( $C_{12}$ PEBS) forma las dos especies cuando es sulfonado. La figura 5.56 muestra las estructuras del  $C_{12}$ PEBS. La sulfonación en la posición meta adyacente a la cadena lateral etilo es la especie dominante. Este sulfonato fue separado en dos especies, y la salinidad óptima determinada para las mezclas de estos sulfonatos. La figura 5.57 muestra que los parámetros de solubilización más altos fueron observados cuando el sulfonato estaba en la posición orto para el  $C_{12}$ PEBS. A este valor, la salinidad óptima sería de alrededor de 2% peso de NaCl.

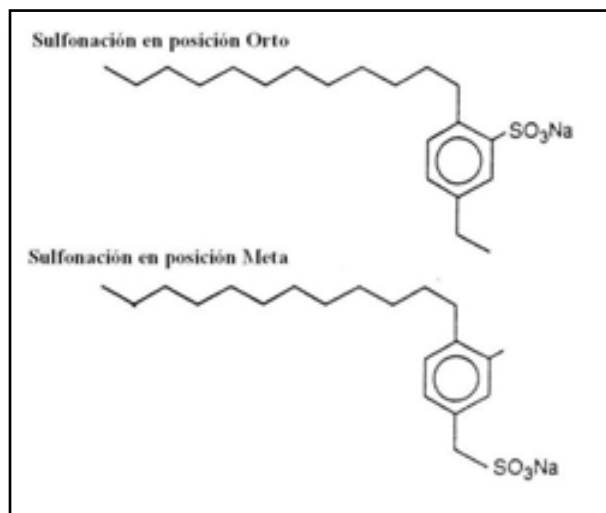


Figura 5.56 - Estructuras de PEBS  $C_{12}$ .

Una importante investigación ha sido orientada al desarrollo de estructuras de surfactante que sean tolerantes a la alta salinidad y dureza.<sup>20</sup> Uno de estos surfactantes fue desarrollado por Exxon y utilizado en una extensa serie de pruebas de campo en el campo Loudon. El sistema surfactante Loudon fue una mezcla de dos surfactantes similares que ofrecía flexibilidad para los ajustes para compensar a causa de las variaciones incontrolables en la fabricación o variaciones en la composición de la salinidad del agua.

No hubo cosurfactante. También, se deseaba un sistema surfactante que tuviera salinidades óptimas cercanas a la salinidad de la salmuera residente debido a la falla de los pre-flushes en las pruebas de campo para acondicionar adecuadamente un yacimiento a una menor salinidad.

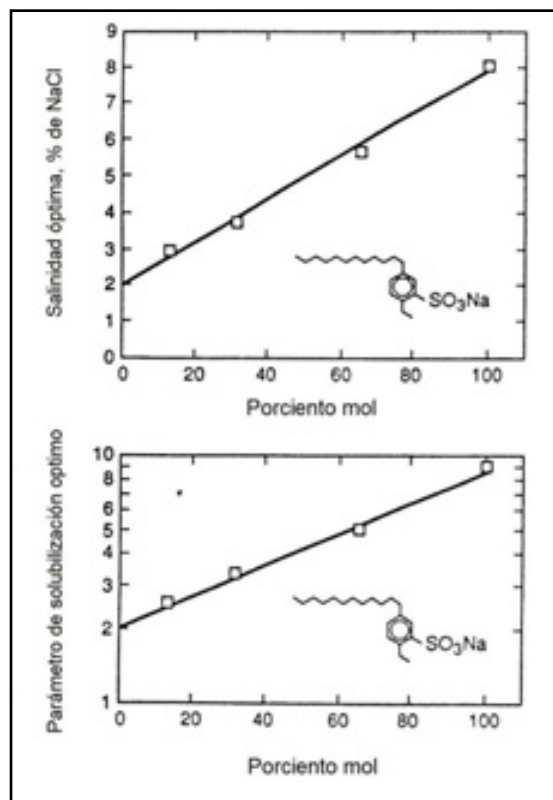
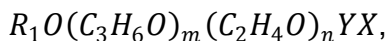


Figura 5.57 - Efecto del punto de sulfonación en los parámetros óptimos para 1C<sub>12</sub>PEBS.

Una familia de surfactantes se desarrolló con la formula general:



Donde  $R_1$  es un radical alcohol isotridecil,  $C_3H_6O$  es un grupo óxido propileno,  $C_2H_4O$  es un grupo oxido etileno,  $m$  y  $n$  tienen valores entre 1 y 6.  $X$  es un catión sodio monovalente, y  $Y$  es un grupo sulfato. Esta familia de surfactantes tiene una salinidad óptima relativamente alta. Fue posible formular microemulsiones mezclando dos surfactantes sin el uso de alcohol como un surfactante. Debido a que los dos surfactantes fueron similares molecularmente, la separación cromatográfica del surfactante fue eliminada por el diseño del proceso. La figura 5.58 muestra el mapa de salinidad óptima construido a partir de datos de comportamiento de fase con un gran número de surfactantes sencillos. Los valores de  $m$  y  $n$  son el promedio de las distribuciones en un solo producto. Las líneas de salinidad óptima constante están expresadas como porcentajes de salmuera residente, TSB.

La figura 5.58 sugiere que un número infinito de combinaciones de  $m$  y  $n$ , o mezclas de surfactantes con diferentes valores promedio de  $m$  y  $n$ , darían lugar a formulaciones que tengan IFT's bajas. La formulación Loudon estaba compuesta de una mezcla de dos surfactantes  $i-C_{13}H_{27}O(PO)_4(EO)_2SO_3Na$  y  $i-C_{13}H_{27}O(PO)_3(EO)_4SO_3Na$ . Las composiciones de estos surfactantes son indicadas en la figura 5.58.

Sistemas de surfactante distintos a los aquí discutidos han sido estudiados y descritos en la literatura. El diseño de surfactantes que tienen parámetros de solubilización altos a condiciones severas y en presencia de iones divalentes parece ser posible, aunque un desarrollo más extenso puede ser necesario. Además es indispensable determinar si estos sistemas de surfactante desplazan eficazmente el aceite y si tienen pérdidas tolerables por adsorción.<sup>20</sup>

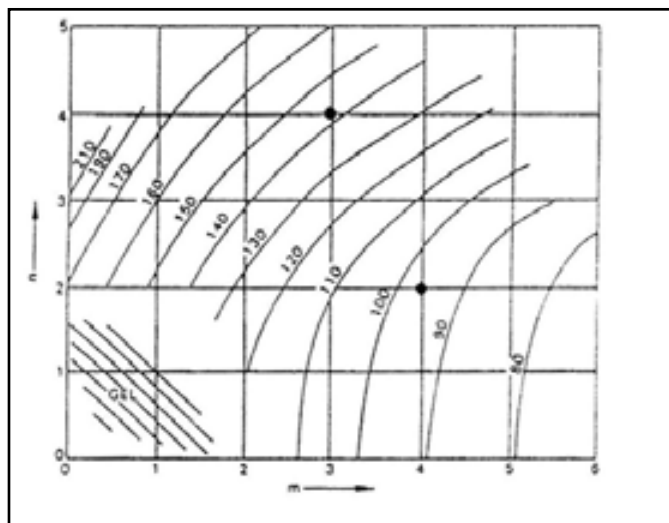


Figura 5.58 - Curvas de salinidad óptima para  $i\text{-C}_{13}\text{H}_{27}\text{-O(PO)}_m\text{(EO)}_n\text{SO}_3\text{Na}$  en función de  $m$  y  $n$  para 1% surfactante en 50/50 diesel/X% TSB a 78 °F.

### 5.6.6 Efecto de la presión.

Como en los sistemas líquidos, el efecto general de la presión en el comportamiento de fase es pequeño. En un conjunto de experimentos reportados, el efecto de la presión por si solo era insignificante. Cuando diferentes aceites fueron presurizados con metano de tal manera que cierta cantidad de metano se disolviera en el aceite, no obstante, hubo cierto efecto. Nelson concluyó que para crudos vivos —es decir, crudos que contienen cantidades significativas de gas ( $\text{C}_1$ ,  $\text{C}_2$ , etc.)— la posible influencia de la presión sobre el comportamiento debe ser considerada en el proceso de diseño.

En otro estudio,<sup>20</sup> se reportó que el aumento de la presión provocó un desplazamiento en el comportamiento de fase hacia una microemulsión fase-inferior. Para un determinado sistema, la salinidad óptima aumentó mientras la presión en el sistema también lo hacía.

### 5.6.7 Efecto de la adición de polímero.

En anteriores formulaciones de baches micelares, normalmente no se agregó polímero directamente en la solución micelar. Debido a que la solución de polímero desplaza el bache micelar, no obstante, la dispersión causa mezclado en la interface bache micelar/bache de polímero. Esta mezcla podría afectar el

comportamiento de fase y la IFT y por tanto, influir en el rendimiento del proceso. Más recientemente, el polímero ha sido adicionado a las soluciones micelares para incrementar la viscosidad de estas con objeto de controlar la movilidad.

El efecto del polímero en el comportamiento de fase de una solución micelar ha sido estudiado. El comportamiento es complejo, pero se ha demostrado que el polímero puede ser agregado al bache micelar bajo condiciones controladas para aumentar la viscosidad del bache sin afectar negativamente el comportamiento de fase o la IFT. Pope *et al.*, concluyó que “todas las combinaciones de surfactantes aniónicos y no iónicos con todos los polímeros aniónicos y no iónicos estudiadas mostraban regiones de composición que eran compatibles y regiones de composiciones que no eran compatibles”. También concluyeron que los surfactantes aniónicos eran un poco más compatibles con los polímeros no iónicos. En sistemas acuosos surfactante/polímero –es decir, en ausencia de aceite– en ciertos rangos de concentración, dos fases acuosas se forman.<sup>36,65</sup> una es una fase de surfactante enriquecido y la otra es una fase de polímero enriquecido.<sup>30</sup> La IFT entre las fases a menudo es bastante pequeña. Esta separación de fase es una fuerte función de la salinidad de manera análoga al comportamiento de fase de las soluciones micelares. Pope *et al.* definió la concentración crítica de electrolitos (CEC, por sus siglas en ingles) por encima de la cual se produce la separación de fase.<sup>20</sup> Se descubrió que la CEC está en función de la combinación surfactante/cosurfactante pero que no está en fuerte función del tipo de polímero o de la concentración.

Cuando el aceite está presente, el efecto en el comportamiento de fase y la IFT de la adición de polímero a una solución micelar es pequeño en muchos casos. Los ejemplos se muestran en las figuras 5.59 y 5.60

La figura 5.59 es un diagrama fracción-volumen para una solución micelar específica con y sin la adición de polímero (Xanflood es un biopolímero). El efecto de la adición de polímero es mover los límites de fase a lo largo del eje de la salinidad.

La figura 5.60 muestra el comportamiento de la IFT para otro sistema de ejemplo. Nuevamente, la adición de polímero causa un desplazamiento a lo largo del eje de la salinidad. La magnitud de la IFT a la salinidad óptima no cambia significativamente por la adición de polímero. Pope *et al.* señaló que el efecto más dramático de la adición de polímeros es un cambio en los límites de las tres fases. Sin embargo, se informó que ciertos surfactantes aniónicos precipitaban en presencia de poliacrilamida parcialmente hidrolizada.



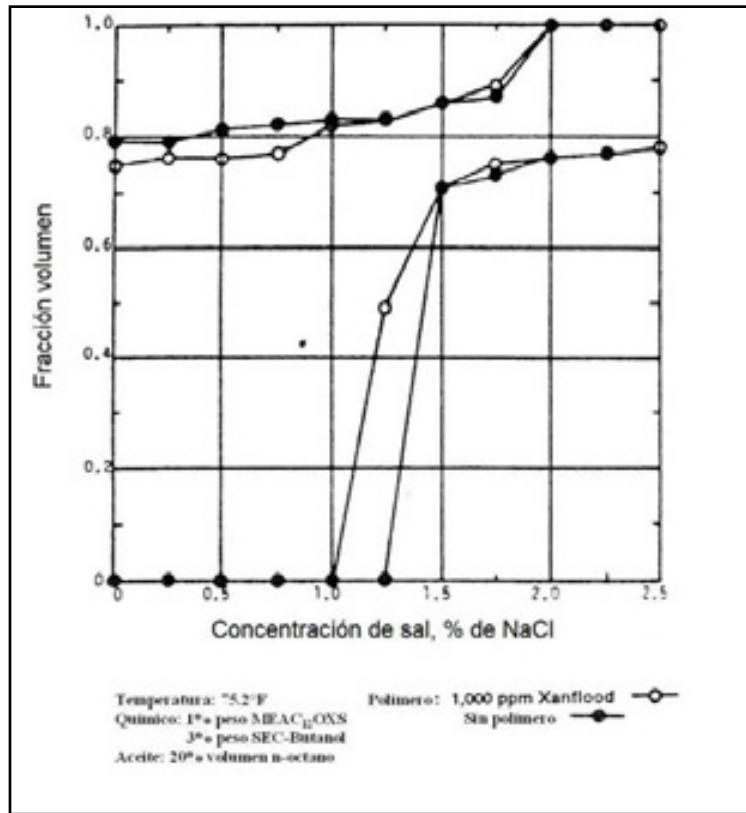


Figura 5.59 - Efecto del polímero en el comportamiento de fase (comportamiento de MEAC<sub>12</sub>OXS a 24°C).

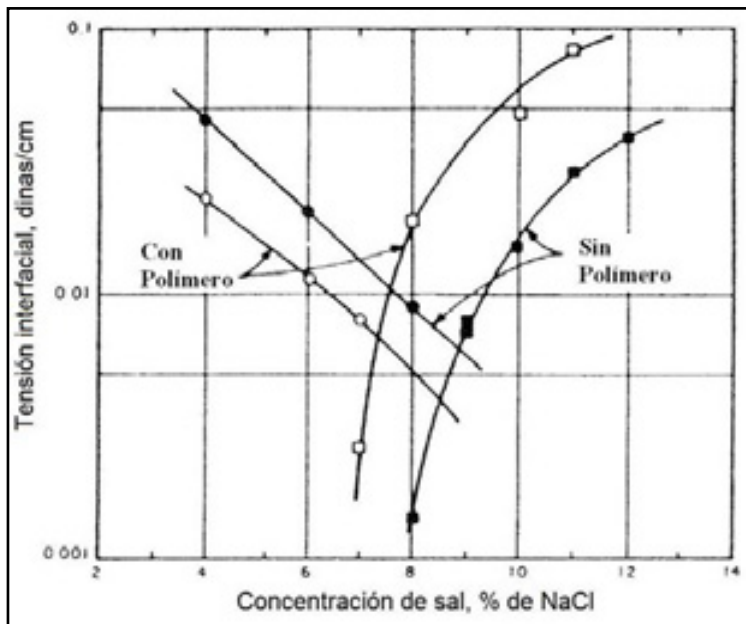


Figura 5.60 - Efecto del polímero en la IFT para la formulación CO-610.

Cuando se agrega polímero a una solución micelar, la viscosidad se incrementa. En ciertos casos, el efecto es predecible en la medida en que el aumento de la

viscosidad corresponda a la esperada de la concentración de polímero. En otros casos, geles o soluciones muy viscosas se forman. Por lo tanto, cuando un polímero es utilizado con una solución micelar el comportamiento debe ser revisado experimentalmente para el sistema en particular.

### **5.7 Viscosidad y densidad de las microemulsiones.**

La magnitud de la densidad y de la viscosidad del fluido desplazante relativa al fluido desplazado son variables de diseño importantes las cuales afectan la eficiencia del desplazamiento volumétrico. La tendencia para que la segregación gravitacional o segregación gravitacional inversa suceda es determinada por las densidades relativas de los fluidos desplazados y desplazantes. Las eficiencias de barrido areal y vertical son determinadas en gran medida por la relación de movilidad en el proceso de desplazamiento, la cual es inversamente proporcional a la viscosidad del fluido desplazante.

Tanto la densidad como la viscosidad están en función de la composición de la microemulsión. La viscosidad, en particular, puede variar dentro de un amplio rango por un buen ajuste de la composición y/o la adición de polímero.

#### **5.7.1 Viscosidad de las microemulsiones.**

La viscosidad de las microemulsiones varía desde valores iguales a la viscosidad del agua hasta valores considerablemente altos. La estructura de una microemulsión –es decir, si es agua-externa o aceite- externo– tiene un gran efecto, como se muestra en la figura 5.61, con un bajo contenido de agua, el sistema es aceite-externo. La viscosidad aumenta a medida que se agrega agua, formándose micelas hinchadas. Para este sistema, la viscosidad aumento dos órdenes de magnitud entre su estado inicial con muy poco agua y el estado cercano al 50% de contenido de agua. A mayor contenido de agua, después de la inversión a un sistema agua-externa, la viscosidad disminuye con una mayor adición de agua.

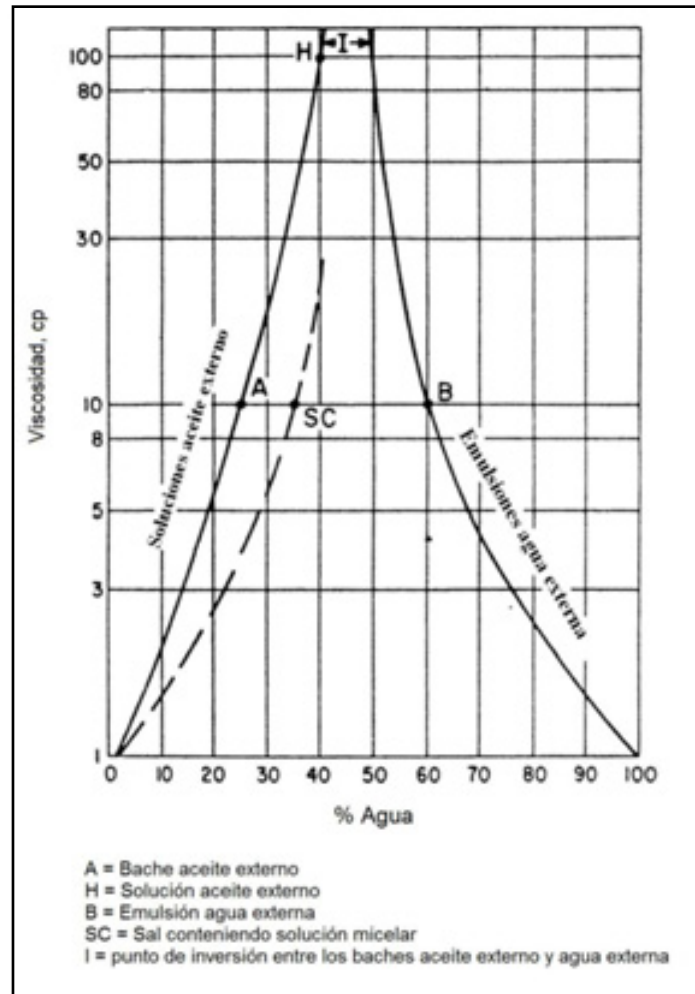


Figura 5.61 — Viscosidad vs. Porcentaje de agua.

En la práctica, la viscosidad normalmente es ajustada agregando cosurfactante de alcohol y/o polímero a la microemulsión. Las figuras 5.62 y 5.63 muestran los efectos típicos de la concentración de alcohol y el tipo en la viscosidad. Estos datos son para los sistemas A y B en la tabla 5.6. Como se muestra, la viscosidad puede cambiar en gran magnitud sobre un rango relativamente estrecho de concentración de alcohol. La existencia de un máximo o un mínimo en la relación viscosidad/concentración de alcohol es común. Las viscosidades mejoradas son sensibles al esfuerzo de corte y son fácilmente afectadas por las altas velocidades de corte. Las soluciones restablecen las viscosidades iniciales lentamente después de un gran esfuerzo de corte. Aunque se cree que el cambio en la viscosidad está relacionado a cambios estructurales de la microemulsión, estas estructuras no son bien comprendidas.

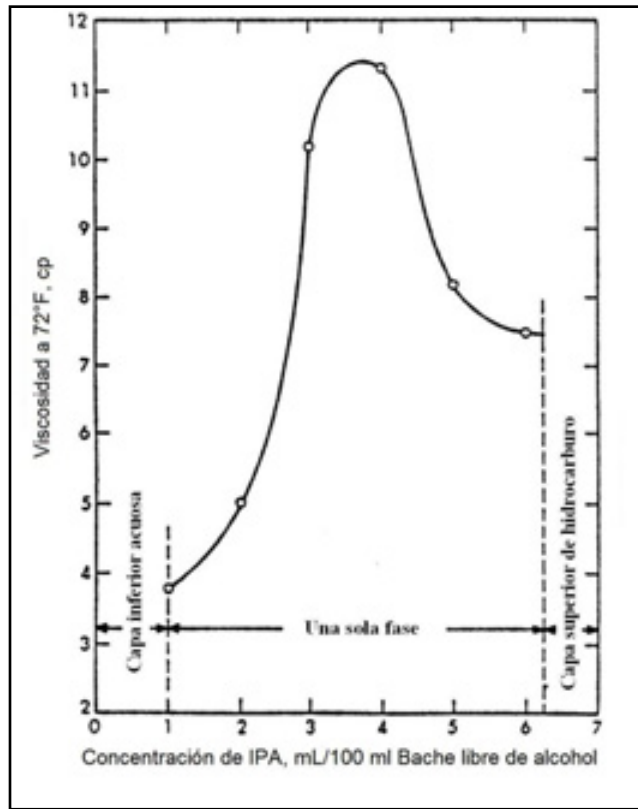


Figura 5.62 - Viscosidad del sistema A (Tabla 5.4) en la región de una sola fase.

La gran sensibilidad de la viscosidad a la concentración no es deseable debido a la mezcla que se produce en un proceso de desplazamiento en medios porosos. Así mismo, el tipo de alcohol y la concentración afectan otras propiedades del sistema, como por ejemplo la IFT. Un sistema que es óptimo en todo sentido normalmente es diseñado por prueba y error.

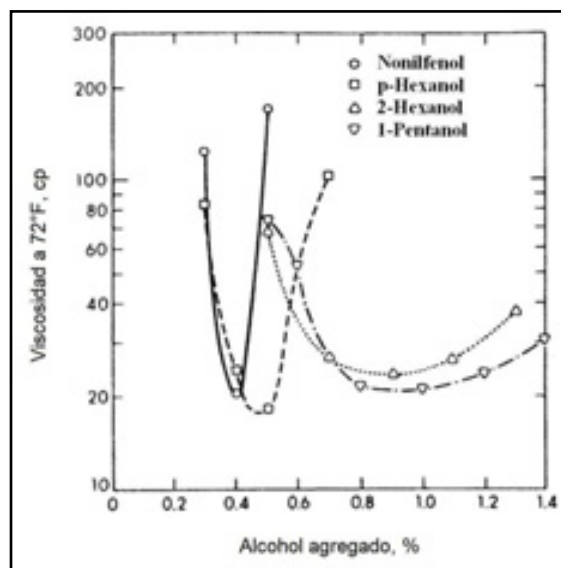


Figura 5.63 - Efecto del tipo de alcohol en la viscosidad del sistema B (Tabla 5.4).

La viscosidad de la solución de microemulsión también puede ser incrementada por la adición de un polímero, como por ejemplo poliacrilamidas o biopolímeros. Los polímeros pueden afectar el comportamiento de fase y la IFT, aunque, al menos en algunos casos, este ha demostrado tener un efecto relativamente pequeño<sup>32</sup>. El efecto de la adición de polímero en la viscosidad puede ser realmente significativo, como se muestra en la figura 5.64, especialmente a salinidades menores.

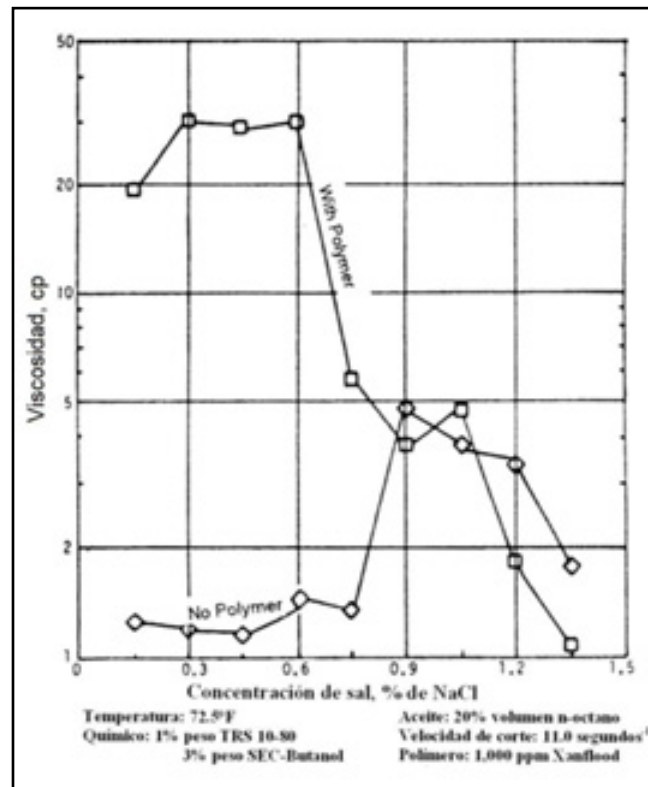


Figura 5.64 - Viscosidad de TRS 10-80 con aceite a 75°F.

### 5.7.2 Densidad.

Las densidades de los surfactantes y alcoholes son de alrededor de 1.2 y 0.8 g/cm<sup>3</sup>, respectivamente. Como se discutió, una microemulsión normalmente consiste de una mezcla de surfactante, alcohol, aceite y salmuera. Los volúmenes de aceite y agua son mucho mayores que el volumen surfactante/alcohol, no obstante, de modo que la densidad de la microemulsión normalmente se encuentra entre los valores de densidad del aceite y de la salmuera. Por lo tanto, en la mayoría de los desplazamientos con microemulsiones, la densidad de la fase desplazante se sitúa entre las densidades del aceite y el agua siendo desplazada. La diferencia en las densidades puede contribuir a la segregación gravitacional en el frente del banco de surfactante y a la segregación gravitacional inversa en la parte trasera del banco de surfactante.

## 5.8 Mecanismos de desplazamiento.

El proceso micelar/polímero, o inyección de microemulsión fue descrito de forma general anteriormente e ilustrado en las figuras 5.2a y 5.2b. Las figuras 5.3 y 5.4 muestran los resultados de los desplazamientos llevados a cabo como inyecciones terciarias en núcleos de laboratorio.

### 5.8.1 Desplazamiento miscible vs. Desplazamiento inmiscible.

Los sistemas de microemulsión utilizados en la práctica han tenido composiciones notablemente diferentes. Como se muestra en la figura 5.65, las composiciones de algunos sistemas han estado en la región de una sola fase, mientras que las composiciones de otros han estado en o cerca del límite de la curva binodal de la región multifásica. Cuando un bache de microemulsión, a cualquier composición inicial, es desplazado a lo largo de la roca del yacimiento, la composición cambiara debido a la mezcla y retención de surfactante. Los efectos del mezclado pueden ser estimados considerando el proceso mostrado en la figura 5.2a. En el borde delantero del bache químico, una mezcla con las fases de aceite y agua que están siendo desplazadas se producirá. En el borde trasero del bache, una mezcla con la solución de polímero, el reductor o amortiguador de movilidad, se producirá. La trayectoria de disolución seguida por el bache de microemulsión mientras este se propaga a través de la roca es de interés.

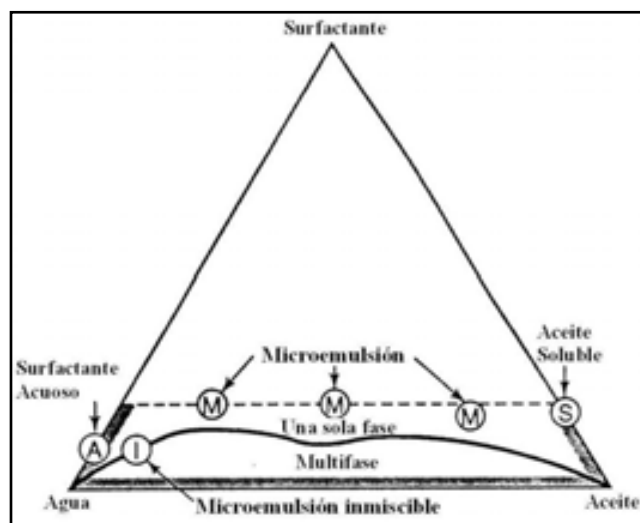


Figura 5.65 - Ejemplos de las composiciones de las microemulsiones utilizadas en la práctica (nomenclatura que es utilizada por las respectivas empresas).

La figura 5.66 muestra una visión simplista del proceso de dilución. La composición del bache de microemulsión para este ejemplo está en la región de una sola fase.

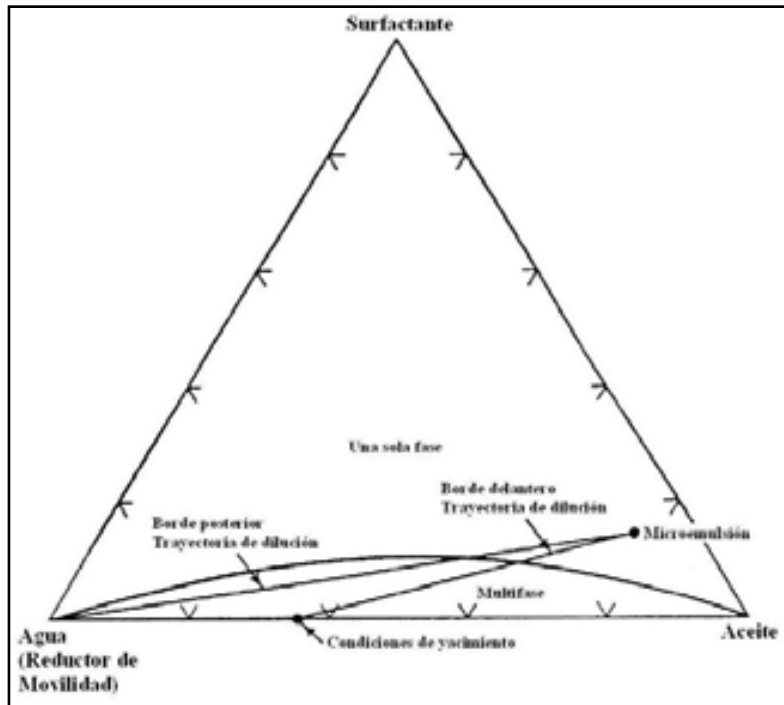


Figura 5.66 - Trayectorias de dilución en un diagrama ternario, mezcla ideal.

Para un proceso terciario, la composición del fluido original del yacimiento se considera a una saturación de 0.65, con una correspondiente ROS de inyección de agua,  $S_{orw}$ , de 0.35. El reductor de movilidad es una fase acuosa representada por el ápice de 100% agua del diagrama ternario. Las trayectorias de dilución mostradas son simplistas ya que no son considerados desvíos o velocidades diferenciales del banco —es decir, solo se considerada la mezcla entre los fluidos a las tres concentraciones indicadas. Nótese que debido al flujo multifásico del fluido, la saturación actual de aceite en el borde delantero de la zona de mezcla correspondería al del banco fluyente agua/aceite y es mayor a  $S_{or}$ . Las trayectorias de dilución deben construirse mediante el uso de “saturaciones fluyentes”.

En el borde delantero del banco, inicialmente tiene lugar un desplazamiento miscible mientras aceite y agua son solubilizados dentro de la microemulsión. Si en tamaño del bache es finito y de un volumen practico en aplicaciones de campo, la dilución ocurrirá mientras el proceso avanza, tomando la composición total dentro de la región multifásica. Una vez que la composición total está en la parte multifásica del diagrama, las fases en equilibrio se separaran y el desplazamiento será inmisible. La eficiencia de desplazamiento del aceite y del agua a nivel microscópico es por lo tanto dependiente de la IFT entre las distintas fases.

Para este ejemplo, un comportamiento similar de dilución ocurrirá en el borde posterior del banco, donde hay una mezcla entre el reductor de movilidad y la microemulsión. La trayectoria de dilución tendrá la composición total en la región multifásica del diagrama y de un desplazamiento miscible a un inmisible.

La figura 5.67 es una representación esquemática del proceso. La figura 5.67a muestra un núcleo el cual ha sido inyectado con agua y ha alcanzado una ROS de

inyección de agua. En las figuras 5.67a y 5.67b, un banco de microemulsión ha sido inyectado seguido de un reductor de movilidad, agua viscosa en este ejemplo.

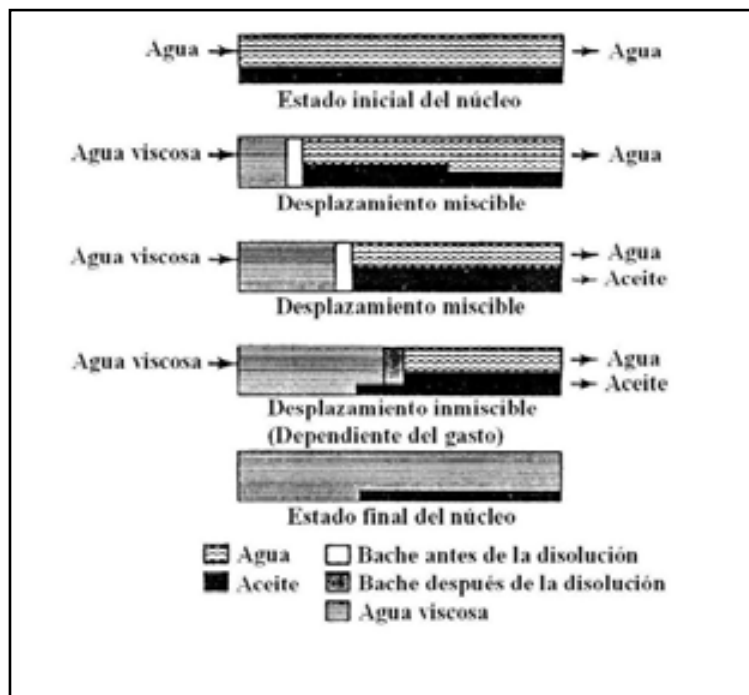


Figura 5.67 - Conceptualización de una inyección de microemulsión como un desplazamiento miscible/inmiscible.

Siempre y cuando el bache de microemulsión sea capaz de solubilizar aceite y agua y de seguir siendo una sola fase, el proceso se comportara como un desplazamiento miscible. La eficiencia es alta para un desplazamiento micelar, frecuentemente cercana al 100%, como se indica en las figuras 5.67b y 5.67c.

Cuando el banco de microemulsión ha sido suficientemente diluido, la separación de fase tendrá lugar, como se indica en el diagrama terciario de la figura 5.66. Cuanto más cerca está la composición inicial de la frontera de la región multifásica, más rápidamente se producirá esta separación. El proceso se convierte en un desplazamiento inmiscible, como se muestra en la figura 5.67d. La eficiencia de desplazamiento del aceite es gobernada por la IFT entre la microemulsión y las fases de aceite y puede ser afectada también por el gasto de flujo. La dependencia en el gasto es indicado por las correlaciones del número capilar, como se muestra en la figura 5.1.

A valores de IFT ultrabajos, la eficiencia puede aproximarse a la de un proceso miscible. Una ROS será dejada por el bache de microemulsión, incluso a una IFT baja. Aunque no se muestra en la figura 5.67, una fase residual de microemulsión puede ser dejada por el agua viscosa desplazante si la dilución causa que fases múltiples fluyan y si el valor de la IFT entre las fases no es lo suficientemente pequeño.



Healy *et al.*,<sup>33</sup> abordó la cuestión de la importancia relativa del desplazamiento miscible contra el inmisible. Una serie de desplazamientos de microemulsión fueron realizados en núcleos de laboratorio los cuales habían sido previamente inyectados con agua; es decir, las inyecciones de microemulsión fueron inyecciones de recuperación terciaria. La composición de la microemulsión inyectada y el gasto de flujo fueron variados.

Se realizaron tres inyecciones de núcleo con cada núcleo a la ROS de inyección de agua. La composición del bache inyectado fue la misma en cada circulación y esta es mostrada como el punto A en la figura 5.68. Este es un sistema fase inferior. El bache de microemulsión (bache químico) contenía aproximadamente 20% de surfactante/cosurfactante. En cada circulación, la inyección de bache fue continua; es decir que, se utilizó un bache “infinito”. Se varió el gasto de flujo entre circulaciones de tal manera que las velocidades intersticiales fueran 0.1, y 1.0, y 5.0 ft/D.

Los desplazamientos fueron previstos para comportarse como un proceso miscible debido a que la composición del bache inyectado estaba muy por encima de la curva binodal y un tamaño infinito de bache fue utilizado. La movilidad del bache de microemulsión fue diseñada para ser menor que la movilidad mínima del aceite esperada en el banco de aceite. Por lo tanto, un desplazamiento eficiente era esperado.

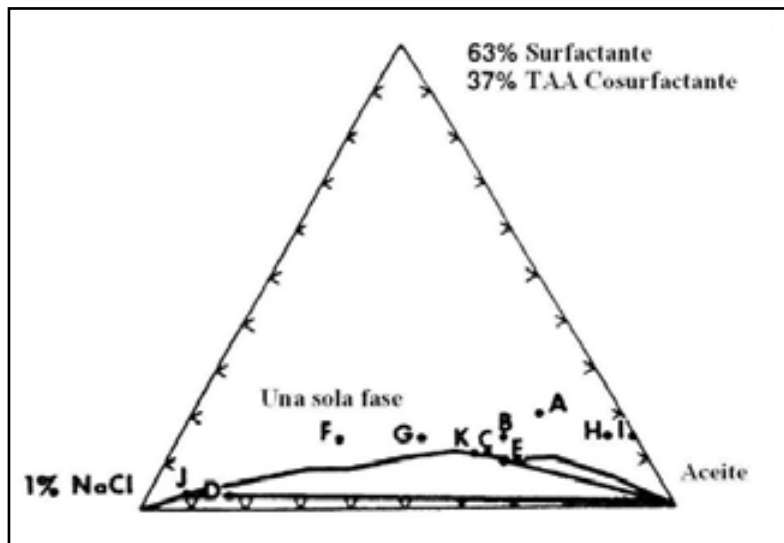


Figura 5.68 - Comportamiento de fase y experimentos de composición de la inyección para demostrar la importancia relativa del desplazamiento miscible/inmisible.<sup>33</sup>

La figura 5.69 muestra la recuperación acumulativa (expresada como el porcentaje de aceite existente o in situ) en función del PV inyectado hasta el momento del rompimiento o ruptura del surfactante. La pendiente de la curva de recuperación es proporcional al flujo fraccional de aceite,  $f_o$ , en el efluente. Como se observa,  $f_o$  fue esencialmente independiente del gasto. Un efecto del gasto de flujo en el

rompimiento del banco de aceite fue atribuido al desvío del bache a los gastos más altos.

La recuperación acumulativa a un específico PV inyectado fue fuertemente dependiente del gasto de flujo, con mayor recuperación a las velocidades intersticiales mayores a 5 ft/D. La presencia de surfactante en el efluente fue además débilmente dependiente del gasto.

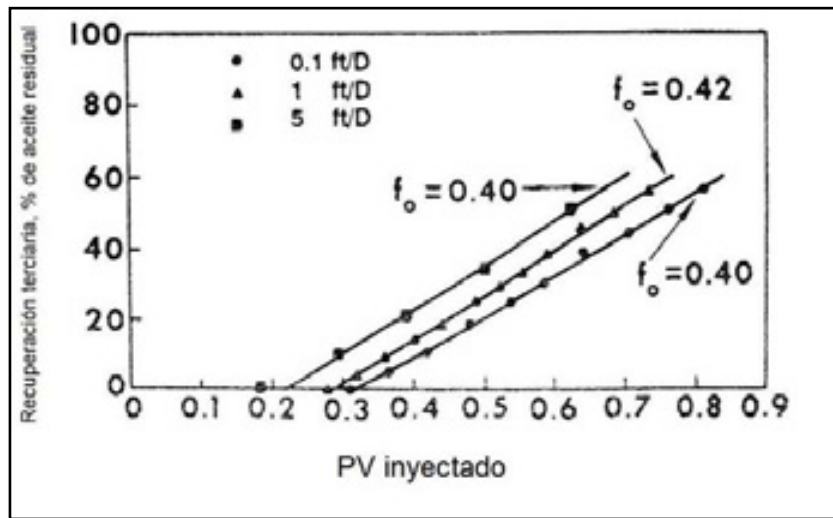


Figura 5.69 - Recuperación de aceite del desplazamiento localmente miscible.<sup>33</sup>

La conclusión principal extraída de las circulaciones fue que el proceso se comportó como un desplazamiento miscible y que  $f_o \approx 0.4$  para este sistema representó un eficiente, máximo de aceite producido. En resumen, la eficiencia de desplazamiento aumenta con el gasto de flujo.

Se realizaron dos series adicionales de circulaciones correspondientes a las Composiciones J y K en la figura 5.68. Ambas soluciones eran microemulsiones fase inferior en equilibrio con una fase superior la cual era esencialmente de aceite. Estas microemulsiones estaban saturadas con aceite a las condiciones de inyección y no podían solubilizar aceite adicional. Las composiciones D y E son las composiciones totales correspondientes a los sistemas en equilibrio. Debido a que las composiciones J y K están sobre la curva binodal, cualquier dilución causada por el mezclado en el núcleo daría lugar a un sistema multifase. Por lo tanto, los desplazamientos con Composiciones J y K, aun con inyección continua de microemulsión, fueron inmiscibles a lo largo de una inyección de núcleo.<sup>33</sup>

Los valores de IFT fueron medidos entre las fases en equilibrio. Para la composición D,  $\sigma_{mo} = 0.03$  dinas/cm entre la Composición J y la fase de aceite en exceso, y para el sistema E, los valores fueron 0.002 dinas/cm entre la Composición K y la fase de aceite en exceso. Las velocidades fueron establecidas en 0.1, 1.0, y 5.0 ft/D en los diferentes desplazamientos. Los resultados de las inyecciones de las Composiciones J y K están dados en las figuras 5.70 y 5.71, respectivamente. Para la Composición J, hubo un gran efecto del gasto. El flujo

fraccional de aceite y la recuperación aumentaron notablemente con el gasto hasta el momento de la irrupción del surfactante. La eficiencia de recuperación fue muy pobre en el gasto más bajo. El efecto del gasto fue mucho menos pronunciado cuando la Composición K fue inyectada, en donde  $\sigma_{mo}$  fue mucho más pequeña que para la composición J. En ambos sistemas, las microemulsiones desplazaron salmuera miscible debido a que pudieron solubilizar salmuera adicional en la trayectoria de dilución.

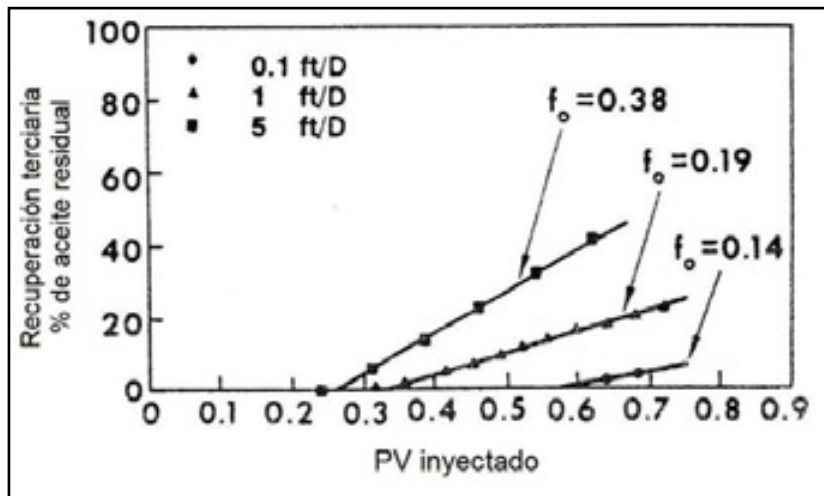


Figura 5.70 - Recuperación de aceite del desplazamiento irascible ( $\sigma_{mo} = 0.03$  dinas/cm).<sup>33</sup>

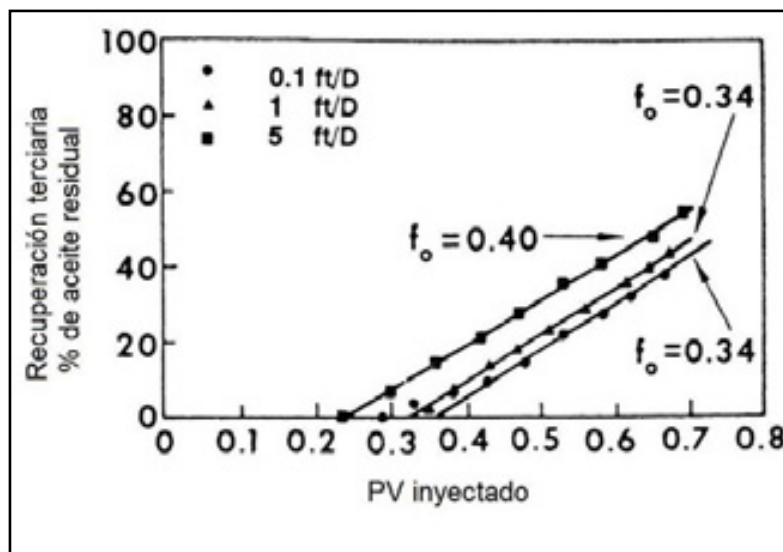


Figura 5.71 - Recuperación de aceite del desplazamiento miscible ( $\sigma_{mo} = 0.002$  dinas/cm).

La figura 5.72 resume los resultados graficando el flujo fraccional de aceite en función del gasto para una serie de tres experimentos. A valores relativamente altos de IFT, el proceso es sensible al gasto, con eficiencia de recuperación, expresada por  $f_o$ , cercana a la de un proceso miscible a altos gastos. A un valor de

IFT bajo el proceso es muy poco dependiente del gasto y la eficiencia es solo ligeramente menor que para un proceso miscible.

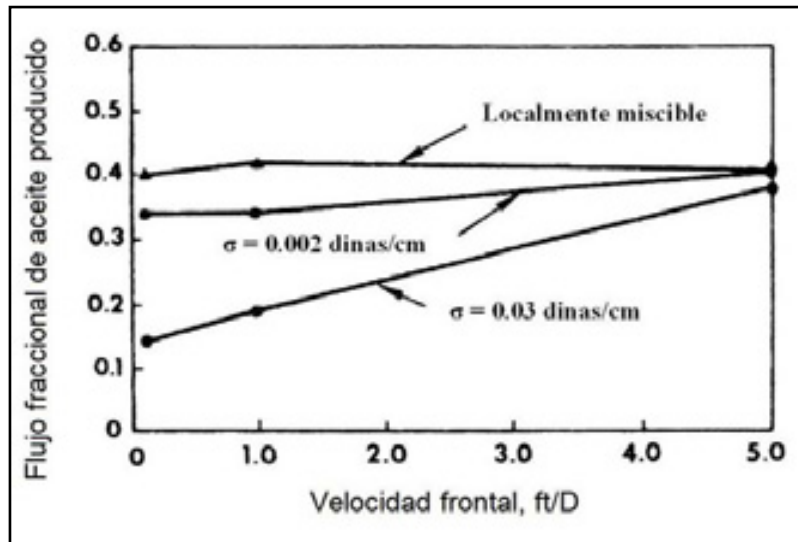


Figura 5.72 - Efecto del gasto en el flujo fraccional de aceite.<sup>33</sup>

Esto es consistente con las correlaciones de número capilar mostradas en la figura 5.73 para estos experimentos.

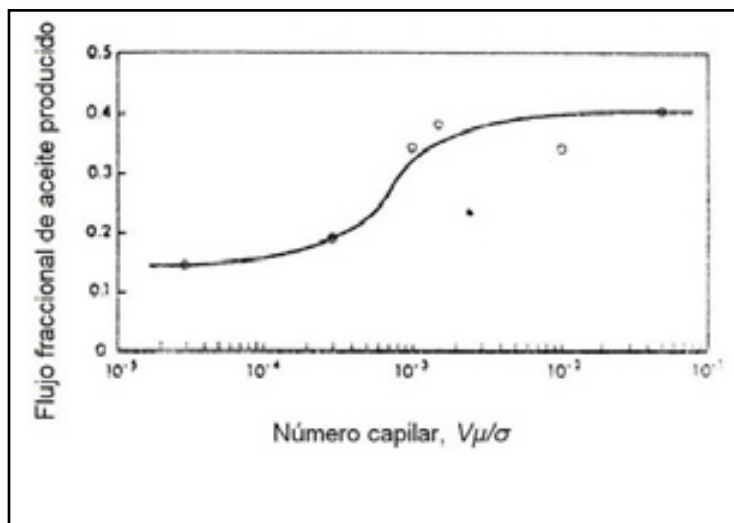


Figura 5.73 - Flujo fraccional de aceite en función del número capilar.<sup>33</sup>

Healy *et al.*<sup>33</sup> concluyó de estas circulaciones que, no fue posible, en base a la eficiencia de desplazamiento, diferenciar entre inyecciones miscibles y no miscibles realizadas a números capilares lo suficientemente altos.

Nuevos experimentos fueron realizados con baches de microemulsión a Composiciones A, B, y C en la figura 5.68. En estos experimentos, realizados en

núcleos de 4 pies de longitud, fueron utilizados baches de 0.05 PV. Los baches fueron seguidos de una solución de biopolímero para mantener el control de movilidad. Los gastos fueron constantes a valores específicos entre 0.1 y 5.0 ft/D. Nuevamente,  $f_o$  fue monitoreado en función del PV inyectado. El máximo PV inyectado al que  $f_o$  se mantuvo constante (a un valor  $>0.35$ ) fue registrado. Este PV inyectado correspondía a una longitud máxima inferida de viaje de un bache en el núcleo para la cual el desplazamiento fue eficiente al máximo. La longitud dependió de la composición del bache inyectado y, a igual gasto de flujo, fue mayor para la composición A y más pequeña para la Composición C. Esto fue consistente con la idea de que la alta concentración de surfactante prolongo el desplazamiento miscible.

Finalmente, los experimentos fueron realizados con los mismos sistemas (Concentraciones A, B y C) para determinar la longitud de viaje antes de que la disolución del bache ocurriera –es decir, antes de que un bache se diluya a un estado en donde ocurre la separación de fase. Las circulaciones fueron llevadas a cabo con las Composiciones A, B, y C a un gasto de 1.0 ft/D con un tamaño de bache correspondiente al equivalente en volumen de 0.05 PV inyectado en un núcleo de 4.0 pies. Las longitudes de los núcleos iban de 4.0 a 12.0 pulgadas. Los efluentes del núcleo se observaron visualmente para evidenciar la disolución del bache. La disolución del bache en los núcleos cortos sucedió mucho después de la longitud de viaje correspondiente a la longitud máxima de viaje inferida de la  $f_o$  medida en los núcleos de 4 pies. Los baches fueron rápidamente diluidos, modificadas sus concentraciones y desplazados a la región multifásica, pero la eficiencia de desplazamiento siguió siendo alta por un periodo significativo después de la disolución del bache debido a la baja IFT entre el bache y el aceite.

Los resultados de estos experimentos indican que la inyección de microemulsión es principalmente un proceso miscible en aplicaciones en campo, donde el tamaño del bache y la concentración del surfactante están limitados por aspectos económicos. El desplazamiento miscible puede ocurrir en las primeras etapas de una inyección, pero el bache químico se descompone rápidamente (en forma de múltiples fases) y el proceso se vuelve inmisible.

En consecuencia, el laboratorio y los procesos de diseño deben estar basados en simular las condiciones en las que el proceso es inmisible.<sup>20</sup>

### **5.8.2 Comportamiento de Fase, Salinidad Óptima y Recuperación de Aceite.**

Existe una relación entre la salinidad óptima en los procesos de recuperación de aceite, esto ha sido determinado de forma experimental, usando microemulsiones de diferentes composiciones, los datos fueron tomados de los estudios realizados por Healy y Reed, en donde se muestra dicha relación. Se usaron núcleos de areniscas de 4 ft. Se realizó un proceso de inyección de agua antes de la inyección de la microemulsión. Los núcleos contenían aceite en fase discontinua y agua en fase continua al inicio de la inyección química. El bache de la microemulsión junto con un bache de tamaño específico esta dado por:

$$B C_s = 32, \dots \dots \dots (5.23)$$

Donde  $B$  = tamaño del bache, en % PV, y  $C_s$  = surfactante en el bache, en 5 del volumen. El bache químico fue seguido de una solución de un biopolímero. En la tabla 5.7 se muestran las condiciones experimentales, la salmuera en la microemulsión fue la misma tanto en la inyección de agua como en la química. El número  $N$  en la tabla, es el número de carbonos presentes en el grupo alquilo, de la cadena del surfactante. El término  $\sigma_c$  es el valor más grande de tensión interfacial (IFT) entre  $\sigma_{mo}$  y  $\sigma_{mw}$ , y es llamado por Healy y Reed, como Tensión interfacial crítica, la última columna es la del número de capilaridad,  $N_{ca}$ , y está basado en  $\sigma_c$ .

Los parámetros medidos para cada proceso de inyección, fueron la del aceite fraccional y el flujo de agua,  $f_o$  y  $f_w$ , en el banco de aceite a la ROS final,  $S_{of}$ , al final del desplazamiento. El resultado más sobresaliente de los experimentos, fue la correlación entre la salinidad óptima para la Tensión Interfacial, y la de la recuperación de aceite expresada por  $S_{of}$ .

TABLA 5.7—INYECCIONES CONTINUAS DE MICROEMULSIONES.

$N$	$V$ (ft/D)	Salinidad (% NaCl)	Microemulsión	Viscosidad de la Microemulsión @ 23 segundos <sup>-1</sup> (cp)	$\sigma_{mo}$ (dinas/cm)	$\sigma_{mw}$ (dinas/cm)	$\sigma_c$ (dinas/cm)	$1\psi/\sigma_c$
9	0.5	7.0	Superior	3	0.0	$6.0 \times 10^{-2}$	$6.0 \times 10^{-2}$	$8.8 \times 10^4$
9	1.0	1.0	Inferior	2	$6.5 \times 10^{-1}$	0.0	$6.5 \times 10^{-1}$	$1.1 \times 10^5$
9	1.1	2.0	Inferior	2	$2.7 \times 10^{-1}$	0.0	$2.7 \times 10^{-1}$	$2.9 \times 10^4$
9	1.0	3.0	Inferior	4	$9.0 \times 10^{-2}$	0.0	$9.0 \times 10^{-2}$	$1.6 \times 10^4$
9	1.2	3.8	Media	12	$2.2 \times 10^{-2}$	$1.0 \times 10^{-2}$	$2.2 \times 10^{-2}$	$2.3 \times 10^3$
9	1.1	5.0	Media	26	$1.2 \times 10^{-2}$	$2.2 \times 10^{-2}$	$2.2 \times 10^{-2}$	$4.6 \times 10^3$
9	1.0	7.0	Superior	3	0.0	$6.0 \times 10^{-2}$	$6.0 \times 10^{-2}$	$1.8 \times 10^4$
9	1.0	8.0	Superior	5	0.0	$1.2 \times 10^{-1}$	$1.2 \times 10^{-1}$	$1.5 \times 10^4$
9	2.3	2.0	Inferior	2	$2.7 \times 10^{-1}$	0.0	$2.7 \times 10^{-1}$	$6.0 \times 10^3$
9	2.0	7.0	Superior	3	0.0	$6.0 \times 10^{-2}$	$6.0 \times 10^{-2}$	$3.5 \times 10^4$
12	0.5	0.5	Inferior	3	$4.5 \times 10^{-2}$	0.0	$4.5 \times 10^{-2}$	$1.2 \times 10^4$
12	0.5	1.25	Inferior	12	$8.0 \times 10^{-3}$	0.0	$8.0 \times 10^{-3}$	$2.6 \times 10^3$
12	0.5	2.5	Superior	6	0.0	$4.0 \times 10^{-2}$	$4.0 \times 10^{-2}$	$2.6 \times 10^4$
12	0.9	0.5	Inferior	3	$4.5 \times 10^{-2}$	0.0	$4.5 \times 10^{-2}$	$2.1 \times 10^4$
12	1.0	1.0	Inferior	3	$1.5 \times 10^{-2}$	0.0	$1.5 \times 10^{-2}$	$7.0 \times 10^4$
12	1.0	1.25	Inferior	12	$8.0 \times 10^{-3}$	0.0	$8.0 \times 10^{-3}$	$5.3 \times 10^3$
12	1.0	1.4	Media	11	$1.0 \times 10^{-3}$	$5.0 \times 10^{-4}$	$1.0 \times 10^{-3}$	$3.9 \times 10^{-2}$
12	1.0	1.5	Media	10	$7.0 \times 10^{-4}$	$3.0 \times 10^{-3}$	$3.0 \times 10^{-3}$	$1.2 \times 10^2$
12	1.0	1.75	Media	13	$3.0 \times 10^{-4}$	$2.7 \times 10^{-2}$	$2.7 \times 10^{-2}$	$1.7 \times 10^3$
12	1.0	2.5	Superior	6	0.0	$4.0 \times 10^{-2}$	$4.0 \times 10^{-2}$	$5.3 \times 10^4$
12	1.0	3.0	Superior	4	0.0	$6.1 \times 10^{-2}$	$6.1 \times 10^{-2}$	$2.3 \times 10^4$
12	2.2	0.5	Inferior	3	$4.5 \times 10^{-2}$	0.0	$4.5 \times 10^{-2}$	$5.1 \times 10^4$

Las figuras 5.74 y 5.75 muestran los dos ejemplos. En casi todos los casos la máxima recuperación de aceite (mínima  $S_{of}$ ) ocurre cuando se aproxima a la salinidad óptima, esto quiere decir, que la mejor recuperación se da cuando una microemulsión esta en un ambiente de trifásico, en o cerca de del punto en donde  $\sigma_{mo} = \sigma_{mw}$  y  $V_o/V_s = V_w/V_s$ .

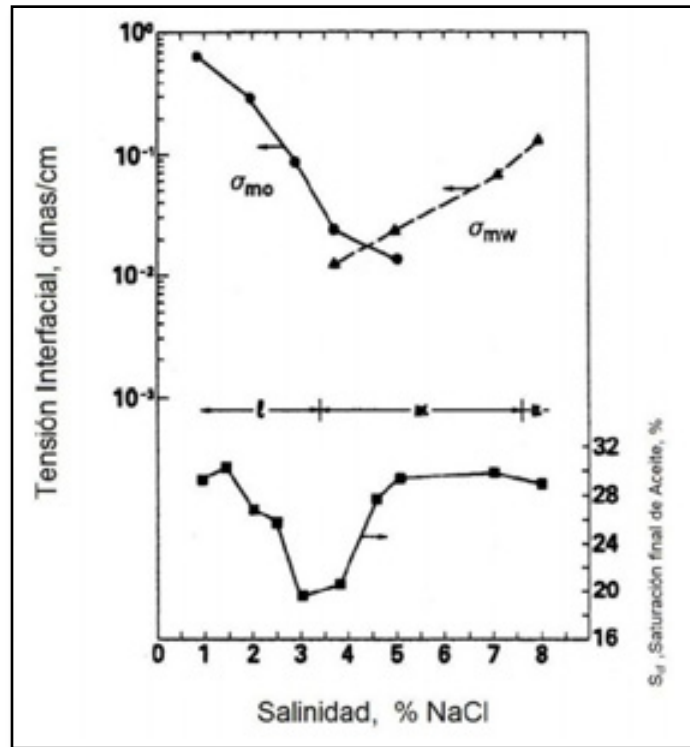


Figura 5.74 - IFT y Recuperación de aceite (N=9).

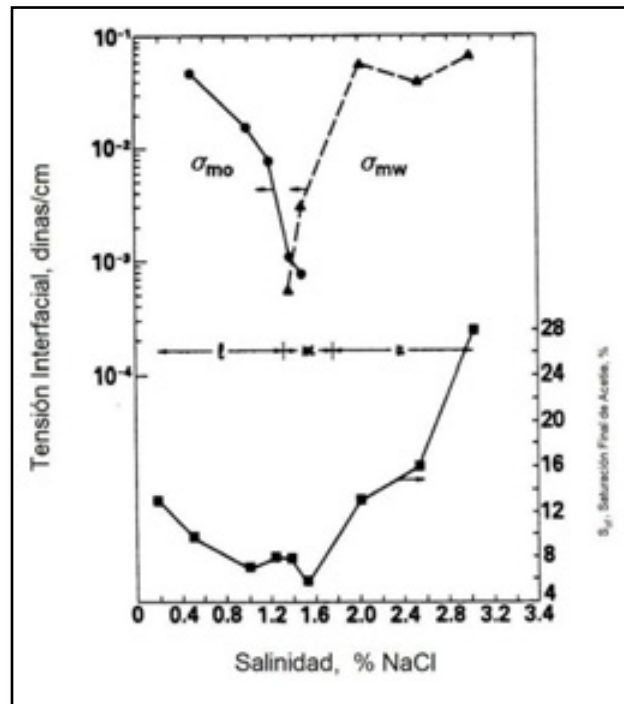


Figura 5.75 - IFT y Recuperación de aceite (N=12).

Los datos muestran que un desplazamiento con bache químico es más eficiente cuando la Tensión Interfacial entre las fases es baja en ambos extremos del bache de la microemulsión. La salinidad a la cual en ambos casos,  $\sigma_{mo}$  y  $\sigma_{mw}$ , es más

reducida, es la que está más cerca de la salinidad óptima. Si  $\sigma_{mo}$  es muy grande, el aceite no se movilizara y no será desplazado eficientemente por el bache. Sin embargo, si  $\sigma_{mw}$  es muy grande, entonces la relativamente grande saturación residual de la microemulsión quedara entrampada en la parte posterior del bache, y este se irá deteriorando durante su trayecto a través del medio rocoso.

**Ejemplo 5.4 - Eficiencia de desplazamiento en función de la Salinidad.**

En la tabla 5.8 se muestra el comportamiento de fase y las Tensiones Interfaciales para un sistema sulfonato/aceite/agua (3% surfactante, 48.5% aceite, 48.5% salmuera al X% de NaCl.)

TABLA 5.8 - COMPORTAMIENTO DE FASE Y DATOS DE IFT PARA EL EJEMPLO 5.4.

Salinidad (% NaCl)	$V_c / V_s$	$V_w / V_s$	$\sigma_{mo}$ (dinas/cm)	$\sigma_{mw}$ (dinas/cm)	Microemulsion
0.5	2.5	—	$5 \times 10^{-2}$	—	Inferior
1.0	4.0	—	$2 \times 10^{-2}$	—	Inferior
1.25	8.0	—	$4 \times 10^{-3}$	—	Inferior
1.5	14.0	16.5	$6 \times 10^{-4}$	$3 \times 10^{-4}$	Intermedia
1.75	16.0	13.0	$4 \times 10^{-4}$	$4.5 \times 10^{-4}$	Intermedia
2.0	—	5.5	—	$3 \times 10^{-2}$	Superior
2.5	—	2.5	—	$8 \times 10^{-2}$	Superior

Asuma un desplazamiento lineal en todos los casos, el aceite tiene una viscosidad de 5.0 cp. Y que se la velocidad de desplazamiento es de 1.0 ft/D. La salinidad de las microemulsiones se muestra en la tabla 5.8. Usando la correlación de Healy y Reed (figura 5.76), prepare una grafica de la saturación final,  $S_{of}$  vs Salinidad (% NaCl), de los resultados esperados.

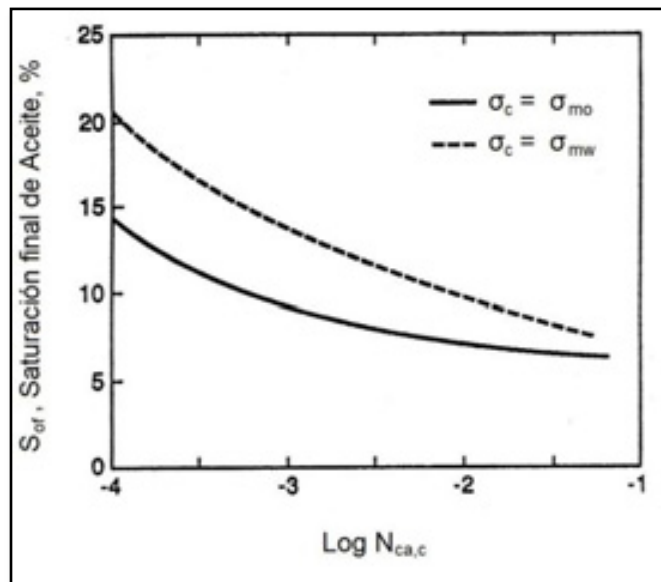


Figura 5.76 - Número Capilar.



Solución:

Prepare una tabla de control del número capilar,  $N_{ca,c}$ , de los datos. En este caso  $N_{ca,c}$  está definido usando la velocidad intersticial en lugar de la velocidad de Darcy.

$$N_{ca,c} = \frac{v\mu}{\sigma_c}$$

En donde  $\mu$  = viscosidad de la fase desplazante, en cp.

$$N_{ca,c} = \frac{0.000353 \frac{cm}{s}}{\sigma_c (g \cdot m) / (s^2 \cdot cm)} \quad 0 \left( \frac{g}{cm \cdot s} \right)$$

$$N_{ca,c} = \frac{0.000353}{\sigma_c}$$

En la tabla 5.9 se muestra el control del número capilar para cada salinidad.  $N_{ca,c}$  es usado en base a la figura 5.76 para obtener  $S_{of}$ . Así que la mínima  $S_{of}$  corresponde a la máxima recuperación de aceite que se da cuando se tiene una cerca salinidad óptima. (Figura 5.77).

TABLA 5.9 - NÚMEROS CAPILARES, EJEMPLO 5.4.

Salinidad (% NaCl)	Control de $\sigma_c$ (dinas/cm)	$N_{ca,a}$	$\log N_{ca,a}$	$S_{of}$ %
0.50	$5 \times 10^{-2}$ aceite	$3.5 \times 10^{-4}$	-3.46	11.0
1.00	$2 \times 10^{-2}$ aceite	$8.8 \times 10^{-4}$	-3.06	9.5
1.25	$4 \times 10^{-3}$ aceite	$4.4 \times 10^{-3}$	-2.36	7.8
1.50	$6 \times 10^{-4}$ aceite	$2.9 \times 10^{-2}$	-1.54	6.7
1.75	$4.5 \times 10^{-4}$ agua	$3.9 \times 10^{-2}$	-1.41	8.0
2.00	$3 \times 10^{-2}$ agua	$5.9 \times 10^{-4}$	-3.23	15.0
2.50	$8 \times 10^{-2}$ agua	$2.2 \times 10^{-4}$	-3.66	17.5

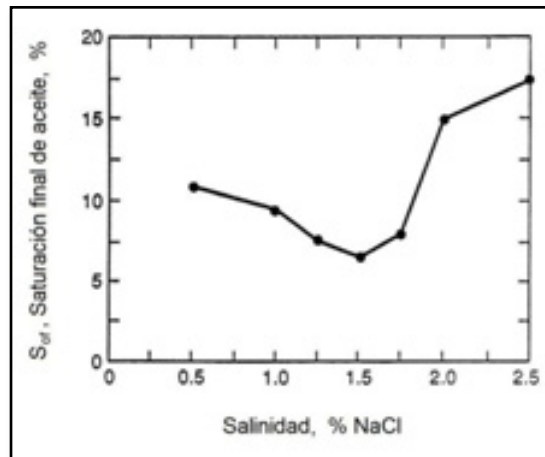


Figura 5.77 - ROS en función de la Salinidad.

### 5.8.3 Efecto del Gradiente de Salinidad en la Eficiencia de Desplazamiento.

La salinidad de la salmuera de los procesos de inyección y el comportamiento de fase, afecta a la eficiencia de desplazamiento, en la práctica se pueden detectar al menos tres zonas con distintas salinidades en un proceso de inyección. En la parte frontal del bache de microemulsión, se ubica la zona donde se encuentra la salmuera remanente como resultado de un proceso de inyección de agua, o de un preflush al yacimiento, con un sistema específico de salmuera/químicos y de salinidad. En la parte trasera del bache de la microemulsión existe una zona reductora de movilidad, la cual existe como fase acuosa cuando se tiene una salinidad particular. El tipo de salmuera (o tipo de iones) y de concentración no es necesariamente la misma en las tres zonas. Por tal motivo, se creó el concepto de “gradiente de salinidad”.

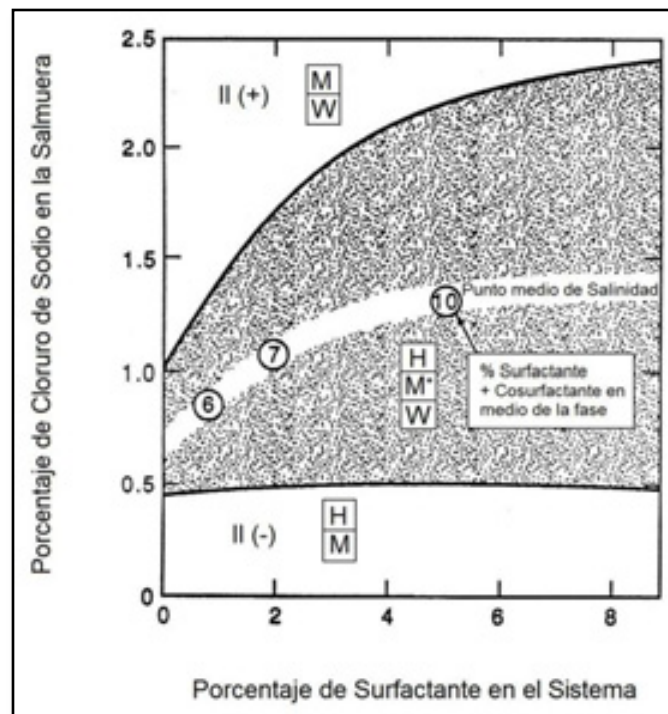


Figura 5.78 - Diagrama de Requerimiento de Salinidad.<sup>34</sup>

Nelson concluyó que cuando se tiene una salinidad óptima se logra la máxima eficiencia de desplazamiento, esto se logra cuando la inyección se conduce con una salinidad óptima, en lo posible, en cualquiera de los tres ambientes de fases provocando un gradiente de salinidad, o cuando se llega a un “punto medio de salinidad” término usado por Nelson ya que esta es la condición a la cual  $V_o/V_s = V_w/V_s$ .

Otra forma de comprender un proceso de desplazamiento en donde se tiene un gradiente de salinidad, es el de expresar el comportamiento de fase en los rangos de los diferentes ambientes de fase, en función de la concentración de surfactante/cosurfactante y de la salinidad, en la figura 5.78 se muestra un

ejemplo, Nelson uso sistemas al 80% salmuera y concentraciones de surfactante/cosurfactante en orden del 5.0, 2.0 y 0.8%, además vario el porcentaje de NaCl en la salmuera con agua destilada, en un rango de 0 hasta 2.5 wt%.

El volumen inyectado en los núcleos de Berea, fue del 10% del volumen poroso del sistema. En la figura 5.78, se muestra que los tres ambientes de fase y el punto medio de salinidad u salinidad óptima, están en función de la concentración de surfactante/cosurfactante. La salinidad óptima decrementa en tanto la concentración de surfactantes disminuye, con esto podemos decir que el comportamiento de fase expresado como un diagrama pseudoternario es solo una aproximación, esto se observa, analizando la curvatura de los límites superior e inferior del ambiente del Tipo III, en un sistema ideal los límites de los entornos del Tipo III, II(+) y II(-) serian líneas horizontales, el comportamiento de sistemas que no contienen iones divalentes, hace que se aproximen a sistemas ideales.

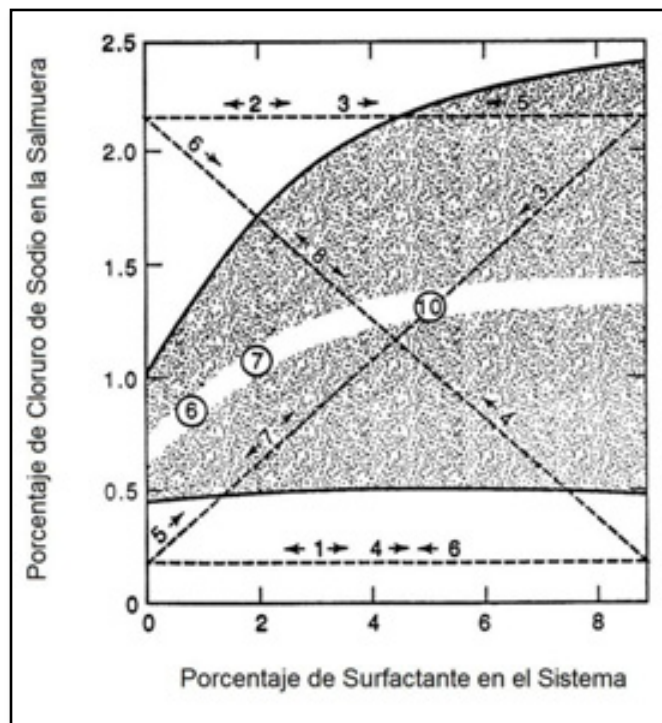


Figura 5.79 - Diagrama de Requerimiento de salinidad y trayecto de las composiciones iniciales.<sup>34</sup>

En la figura 5.79 se muestran los resultados de ocho procesos diferentes de inyección, se puede observar el diagrama de salinidad y los patrones de flujo, el área sombreada es la región de tres fases, la franja blanca a través de esta región corresponde a la salinidad óptima, los números encerrados con un círculo en la franja corresponden al porcentaje del volumen de surfactante/cosurfactante en la microemulsión en equilibrio en el punto medio de salinidad. Las líneas punteadas y los números marcados con flechas, indican la dirección del cambio de la concentración. Por ejemplo en el proceso 6, la salinidad del agua de inyección es del 2.2% (no surfactante), la salinidad de la microemulsión es del 0.2%, y la salinidad del polímero es del 0.2%, el desplazamiento se desarrolla a través de un proceso inicial que contiene una salmuera al 2.2% y 0% de surfactante, pasando a

una concentración de salmuera al 0.2% y 8.8% de surfactante hasta un proceso con una salmuera al 0.2% y 0% de surfactante. La concentración total del bache químico fue es del 8.8% de surfactante/cosurfactante.

En la tabla 5.10, se pueden ver los resultados de los ocho experimentos y los ambientes de fase para las diferentes zonas de fluidos. Se observa que la mayor recuperación se dio en los experimentos 3, 6 y 7, en donde se tiene una salinidad baja de la solución del polímero así como un ambiente de fase de Tipo II(-) al final de los procesos, se presentó una retención del surfactante relativamente baja, el comportamiento de fase es afectado por la salinidad y por la IFT entre las fases en equilibrio, en los experimentos 3, 4 y 7 se presentan los valores de IFT más bajos. En el experimento 1, se tiene una pobre eficiencia de recuperación, presenta un ambiente del Tipo II(-) y poca retención de surfactante, en este núcleo las tres zonas de salinidades se dieron en un ambiente del Tipo II(-). A través de los experimentos 4, 5 y 8, se presentan los tres ambientes de fase y se tiene una pobre eficiencia, y el surfactante inyectado fue retenido en el núcleo al final de los desplazamientos. Los mejores resultados se presentan cuando se tiene un gradiente de salinidad y una solución de baja salinidad para el control de la movilidad, en un entorno de fase del Tipo II(-) al final del proceso.

TABLA 5.10 - ENTORNO DE FASE Y COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN DE QUÍMICOS.<sup>34</sup>

Inyección de Químicos	Salmuera de la inyección de agua	Bache Químico	Polímero	ROS después de la inyección de químicos (%PV)	Surfactante inyectado, retenido en el núcleo. (%)
1	II(-)	II(-)	II(-)	29.1*	52
2	II(+)/III	II(+)/III	II(+)/III	25.2*	100*
3	II(+)/III	II(+)/III	II(-)	2.0**	61*
4	II(-)	II(-)	II(+)/III	17.6*	100*
5	II(-)	II(+)/III	II(+)/III	25.0*	100
6	II(+)/III	II(-)	II(-)	5.6**	59**
7	II(-)	II(+)/III	II(-)	7.9*	73**
8	II(+)/III	II(-)	II(+)/III	13.7**	100*

\*Promedio de los duplicados  
 \*\*Promedio de los triplicados

En los experimentos 4, 5 y 8, la salinidad fue alta al final de los procesos, finalizando en un entorno de fase del Tipo II(+), aunque se obtuvieron los valores más bajos de IFT, el surfactante se mezcló en la fase aceite en la parte posterior, el resultado es una fase con una saturación relativamente baja y que se encuentra con poca movilidad o está atrapada, el resultado de estos procesos, fue que el surfactante no llegó a la zona en donde se requería para que este desplazara al banco de aceite.

Los procesos 1 y 2 fueron conducidos con una salinidad constante, en ambientes del Tipo II(-) y del Tipo II(+), respectivamente, se presentó una retención del surfactante en su totalidad en el núcleo 2.

Con lo anterior se demuestra como la efectividad de la inyección depende tanto de la composición como de los ambientes de fase en las zonas de mezclado, en todos los experimentos de inyección tanto la roca, el aceite, temperatura, gasto, tamaño del bache y la composición del surfactante fueron las mismas. En los

procesos 1, 4, 6 y 7 los baches químicos fueron idénticos, sin embargo la el rango de la eficiencia de recuperación fue de un 4% hasta un 82% de la saturación de aceite residual de la inyección de agua. En los procesos 2, 3, 5 y 7 se utilizo un bache idéntico y se obtuvo una eficiencia del 19% hasta un 94%.

Gupta y Trushenki, realizaron experimentos con una salinidad constante de 1.17% (figura 5.80), la cual es la salinidad óptima para la IFT del bache químico (8.8% surfactante/cosurfactante), el proceso se dio prácticamente en un ambiente de fase del Tipo III. Nelson adicionalmente realizo estudios con gradiente de salinidad, los resultados de ambos procesos se muestran en la tabla 5.11.

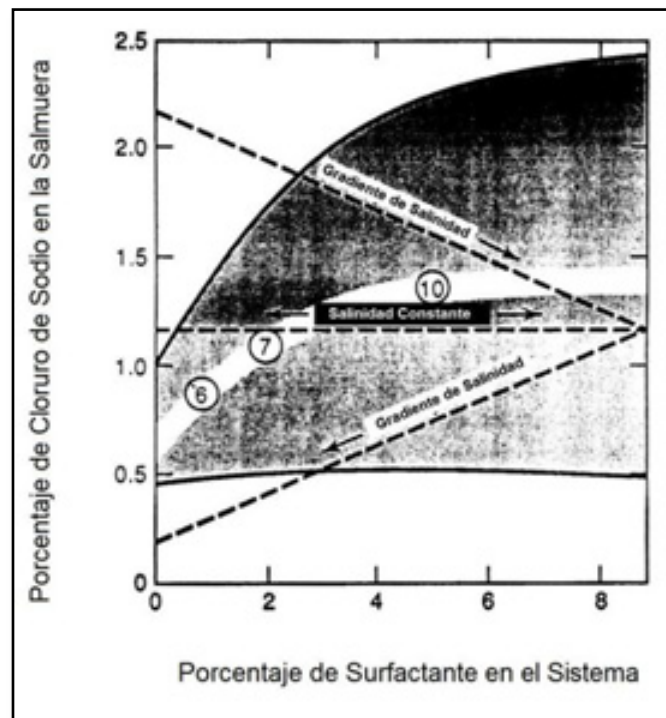


Figura 5.80 - Comparación entre los diseños de contraste de Salinidad y de Gradiente de Salinidad.<sup>34</sup>

TABLA 5.11 - ENTORNO DE FASE Y DESEMPEÑO DE LA INYECCIÓN DE QUÍMICOS.<sup>34</sup>

Descripción de la inyección de Químicos	Salmuera de la inyección de agua	Bache Químico	Polímero	ROS después de la inyección de químicos (% PV)	Surfactante inyectado, retenido en el núcleo.
Salinidad Constante	III	III	III	12.3*	100
Gradiente de Salinidad	II(+)	III	II(-)	3.5	55

\*Promedio de duplicados

**Ejemplo 5.5 - Concepto de Gradiente de Salinidad.**

Se realizaron desplazamientos en laboratorio para aplicar el concepto del gradiente de salinidad, los datos de solubilidad están medidos a través de un rango de salinidades para 4 diferentes concentraciones de surfactantes, todos los datos son para sistemas de un solo surfactante y el proceso se llevo a cabo a temperatura constante, los resultados se muestran en las figuras 5.81a hasta la 5.81d.

1.- Con los datos obtenidos, construya un diagrama de requerimiento de salinidad para el sistema, incluya el punto medio de salinidad.

2.- En el diagrama, grafique la ruta de desplazamiento para los siguientes sistemas:

(a) Inyección de agua al 2% de NaCl; bache químico al 0.5% de NaCl y bache de polímero al 25 de NaCl.

(b) Inyección de agua al 1.5% de NaCl, bache químico al 0.3% de NaCl y bache de polímero al 0.3% de NaCl.

En ambos sistemas use un bache químico al 6% de surfactante.

3.- determine la eficiencia de desplazamiento esperada para cada sistema.

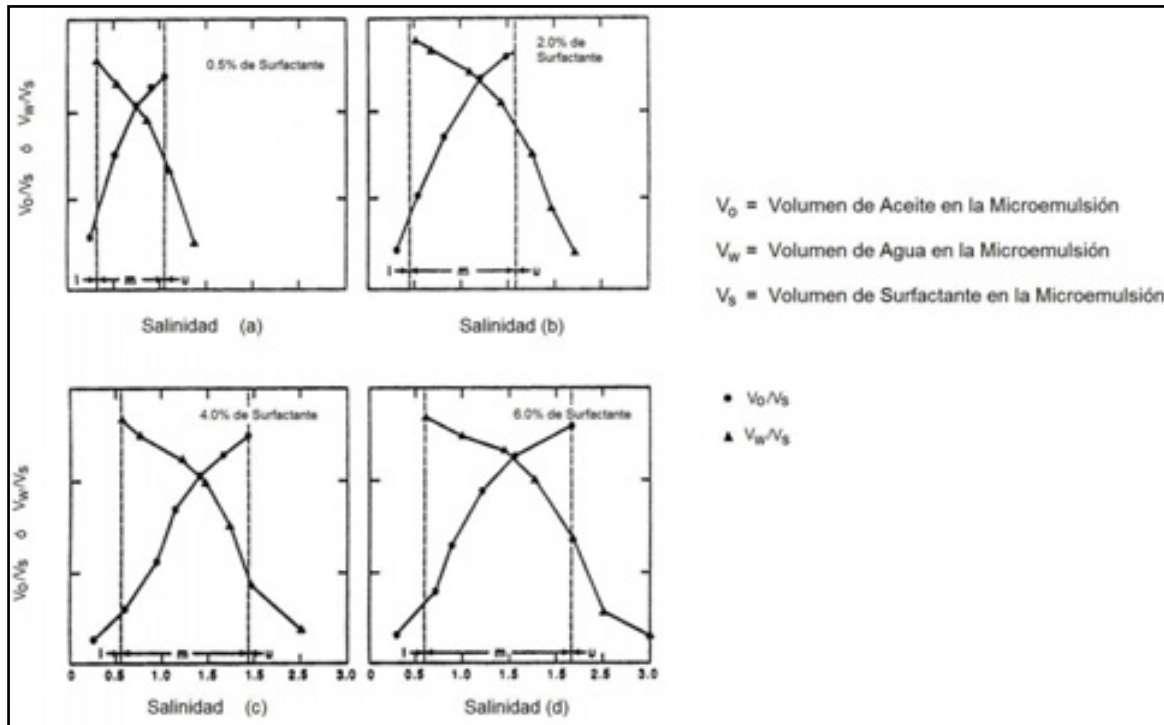


Figura 5.81 - Datos de Solubilidad.

*Solución:*

1.- El diagrama de requerimiento de salinidad, se determina al graficar los límites de cada ambiente de fase, Tipos II(-), II(+) y III. En la figura 5.82 se muestran los puntos y su respectiva trayectoria.

2.- La composición para cada trayectoria de los sistemas a y b, están en el diagrama de requerimiento de salinidad, las flechas indican la dirección del cambio de composición.

3.- El desplazamiento "a" será ineficiente ya que el fluido desplazante quedo en un ambiente de fase final del Tipo II(+). El surfactante se distribuyo dentro de la fase aceite con poca movilidad, quedando atrapado. El desplazamiento "b" será un desplazamiento eficiente con una pérdida relativamente baja de surfactante, y alta recuperación, en este caso el surfactante se distribuyo dentro de una fase acuosa en la parte trasera de la inyección.

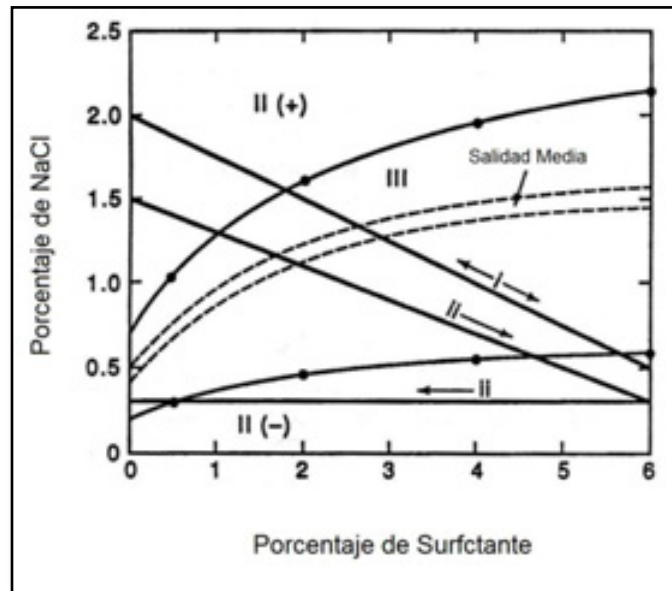


Figura 5.82 - Diagrama de Requerimiento de Salinidad y trayectorias de los desplazamientos.

#### 5.8.4 Separación por efecto de la fuerza de Gravedad en la inyección de microemulsiones.

Bajo ciertas condiciones una acumulación de aceite residual en forma de "cuña" permanece en la parte inferior de los núcleos usados en laboratorio durante los experimentos de inyección de químicos que presentan un rango estrecho de salinidades en un entorno del Tipo III. Los análisis a esta región indican que una pequeña fracción de surfactante estaba presente en los líquidos o fue adsorbida por la roca, por lo que esta región fue eludida por la inyección de químicos. La región es llamada "cuña de aceite" y es el resultado de la acción de la fuerza de gravedad. Tham *et al.*, demostró que la formación de esta región es causada por



la disminución del efecto de la fuerza de gravedad en la parte frontal del bache químico y por aumento de la gravedad en la parte traserá del bache químico.

La figura 5.83 muestra el diagrama de requerimiento de salinidad para un experimento en el cual se formo una cuña de aceite. Existe una amplia zona de mezcla en la parte frontal del bache químico (segmento 1-2), la cual está en un entorno del Tipo II(+).

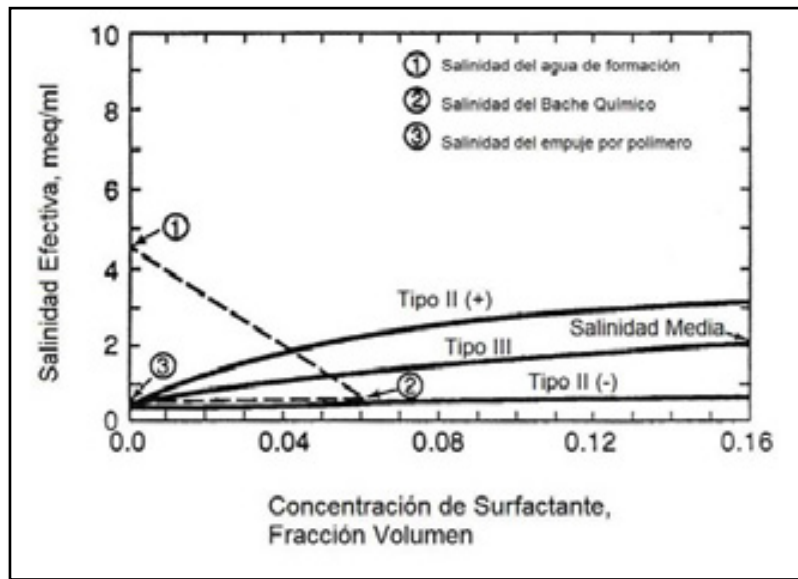


Figura 5.83 - Diagrama de Requerimiento de Salinidad para el experimento de formación de la "cuña de aceite".

Debido a que la densidad de la fase microemulsión es menor que la del agua de formación, hay segregación gravitacional como se observa en la figura 5.84. En la parte posterior del bache de químicos el comportamiento de la mezcla entre el reductor de movilidad y la microemulsión está dado por el segmento 2-3. Estas microemulsiones están en un entorno del Tipo III y contienen grandes concentraciones de aceite. Debido a que el agua del mecanismo de empuje por polímeros es más densa que las microemulsiones, el agua de dicho mecanismo circula debajo de la parte trasera del bache de químicos. Se pierde surfactante en tanto queda atrapada la microemulsión (Tipo III) junto con el aceite residual detrás del bache de químicos.

Los sistemas de inyección de químicos que están basados en un entorno del Tipo III con un rango amplio de salinidades, son menos propensos a formar "cuñas de aceite".

El efecto de la segregación gravitacional en el frente del surfactante se puede reducir por medio de la selección de un sistema de bache de químicos que tenga un límite superior más amplio en un entorno del Tipo III (minimizando la región de mezcla en un entorno del Tipo II) en el diagrama de requerimiento de salinidad.



La segregación gravitacional en la parte trasera del bache de químicos puede ser reducida, incrementado el gasto de inyección (posible solo en el laboratorio), incrementando la viscosidad del fluido de empuje y reduciendo la salinidad del fluido de empuje para cambiar la parte trasera de la zona de mezcla a un entorno del Tipo II(-).

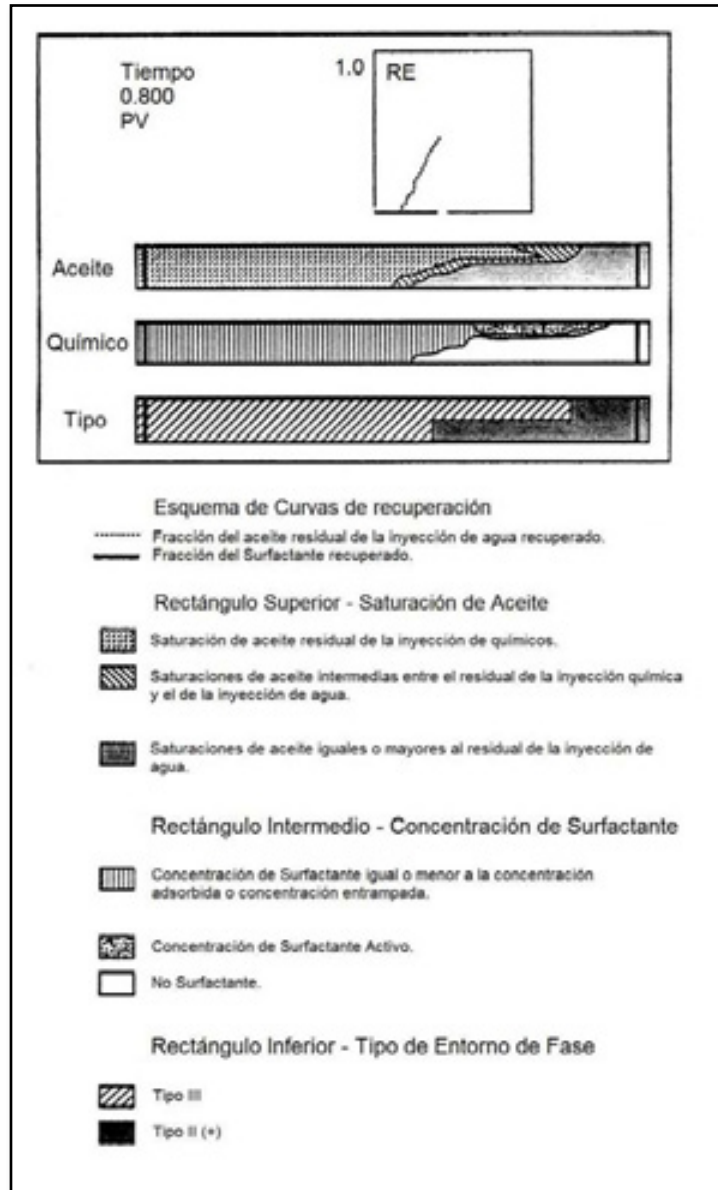


Figura 5.84 - Perfiles calculados durante la formación de la "cuña de aceite", caso @ 0.8 PV.

### 5.9 Perdida de Surfactante por las interacciones Roca-Fluido y por el fraccionamiento de Fase.

La pérdida de Surfactante en un bache micelar inyectado puede ocurrir en por lo menos tres procesos: por la precipitación, por adsorción en el medio poroso y por el fraccionamiento de fase en una fase estática o en una fase de movimiento lento.

El resultado de estos mecanismos es la retención del surfactante en el medio poroso y del deterioro de la composición del bache de químicos, ocasionando una escasa eficiencia de desplazamiento.

Adicionalmente, la composición de la salmuera de los diferentes baches en los procesos puede ser alterada durante el flujo a través del medio poroso debido al intercambio catiónico entre los fluidos y la roca, esto puede alterar el comportamiento de fase y la IFT, contribuyendo a la reducción de la eficiencia de desplazamiento.

### **5.9.1 Precipitación.**

La presencia de iones multivalentes puede llevar a la precipitación al surfactante como resultado de la separación de fase entre el surfactante y el cosurfactante, además de la separación cromatografía de las diferentes especies de surfactantes presentes. Debido a que la precipitación da como resultado la retención en el medio poroso, lograr diferenciar entre precipitación y otros mecanismos que retienen al surfactante, es con frecuencia difícil de lograr en los experimentos.

En las figuras 5.85 y 5.86 se muestran los efectos en la concentración de surfactante, concentración de sal y tipo de ion, debido a la precipitación del surfactante. Los surfactantes usados en estos estudios fueron Dodecilsulfonato de Sodio (NaDDBS) y Bencensulfonato de Sodio. Las salmueras contenían iones de  $K^+$ ,  $Ca^{++}$ , o  $Al^{+++}$ ; las soluciones no contenían cosurfactante alcohol o un aceite. En las figuras 5.85 y 5.86 se graficaron el porcentaje de transmisión de luz a través de las soluciones en función de la concentración de sal o de surfactante. La reducción en la transmisión de luz indica la turbiedad y precipitación del surfactante.

El sistema de la figura 5.85 contiene una cantidad fija de NaDDBS a la cual le fue añadida una solución de KCl. La transmisión de luz a través del sistema decrece abruptamente a través del sistema a una concentración de KCl cercana a  $0.5 \text{ kmol/m}^3$ , indicando precipitación. La solubilidad del surfactante decrece cuando la salinidad aumenta.



Figura 5.85 - Transmisión de la luz en una solución de dodecilsulfonato, en función de la concentración de sal añadida.

La figura 5.86 muestra un efecto similar en la curva inferior, en donde la sal añadida es  $\text{AlCl}_3$ , la precipitación ocurrió a concentraciones de sal mucho menores cuando se tenían iones de  $\text{Al}^{+++}$  que cuando se tenían iones de  $\text{K}^+$ . El comportamiento con  $\text{Ca}^{++}$  fue consistente en tanto a que los iones divalentes disminuyeron la solubilidad, pero no tanto como el  $\text{Al}^{+++}$ . La figura 5.86 muestra además el efecto del incremento de la concentración del surfactante a una salinidad fija, en tanto la concentración de NaDDBS se incrementa por encima de los  $10^{-5}$  kmol/m<sup>3</sup>, la precipitación ocurre, incrementando con la concentración de surfactante. Sin embargo a altas concentraciones de surfactante por encima de los  $10^{-3}$  kmol/m<sup>3</sup>, el surfactante precipitado se re-disuelve. Este comportamiento fue observado además en la presencia de iones divalentes, una aparente redisolución del surfactante es observada a altas concentraciones de  $\text{AlCl}_3$ , aunque algunos autores señalan que esta redisolución no ocurre a altas concentraciones de surfactante.

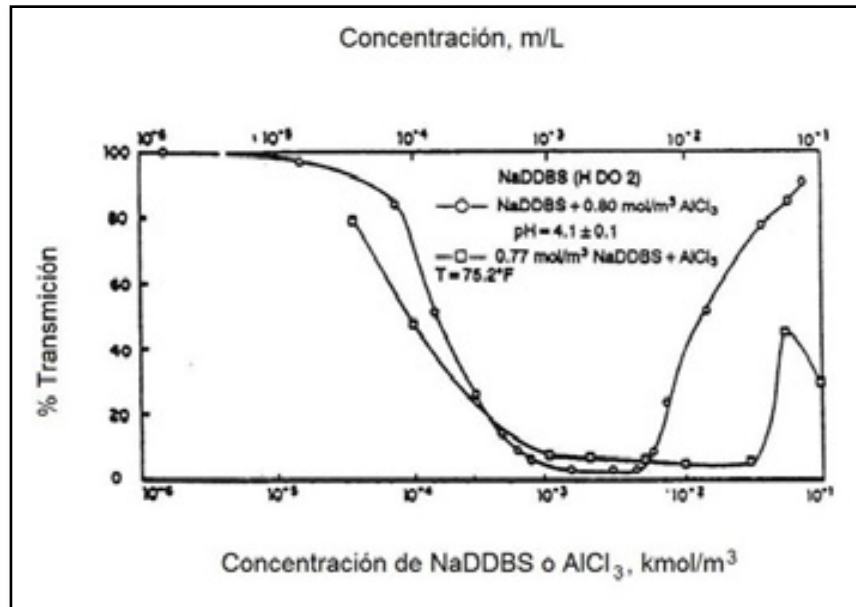


Figura 5.86 - Transmisión de luz en soluciones de dodecilbencensulfonato de sodio, en función de las concentraciones de dodecilbencensulfonato y de AlCl<sub>3</sub>.

Un alcohol cosurfactante podría incrementar la solubilidad de un surfactante, esta característica depende del tipo de alcohol y este debe de ser compatible con el surfactante. En las figuras 5.87 y 5.88 se muestran datos que ilustran este ejemplo, los surfactantes en estas soluciones fueron un surfactante comercial (TRS10-80) y 8-fenil-n-hezadecil-p-sulfato de Sodio (Texas No. 1).<sup>20</sup> La salmuera se uso al 1% de NaCl, sin añadir algún aceite al sistema, el alcohol utilizado fue SBA. Los sedimentos precipitados fueron medidos en función de la relación de alcohol/surfactante.

Como se muestran en las figuras 5.87 y 5.88, los sedimentos se mantuvieron constantes a lo largo de un rango de relaciones de concentración y entonces declino significativamente o decreció sostenidamente con los incrementos de las relaciones de concentración.

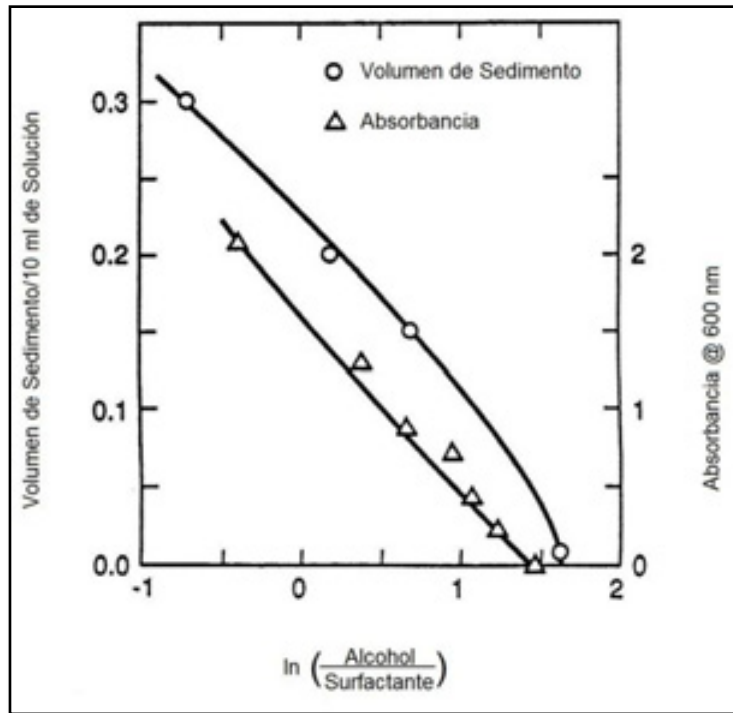


Figura 5.87 - Solubilidad de 1% Texas 1/sec-butilalcohol, en 1%deNaCl@22°C.

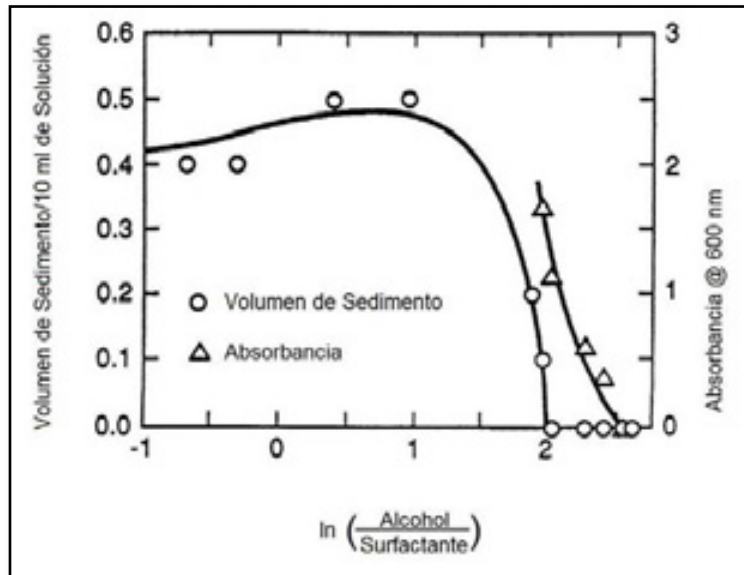


Figura 5.88 - Solubilidad de 1% TRS 10-80/sec-butilalcohol en 1%deNaCl@22°C.

En cualquiera de los dos casos, la precipitación no estuvo presente cuando la concentración de alcohol/surfactante fue significativamente grande. Gale y Sandvik<sup>14</sup> señalaron que la separación cromatográfica de las especies de surfactante puede ocurrir en un medio poroso debido a la adsorción diferencial de las especies moleculares. Cuando un surfactante está compuesto de una amplia gama de pesos equivalentes, como en un sulfonato de petróleo o sulfonato de petróleo crudo, la separación conduce a la modificación y a la concentración de las

diferentes especies químicas en las diferentes zonas de un bache de químicos. Si una solución que inicialmente se encuentra a una concentración en la que el surfactante es soluble, se somete a un cambio en la concentración, entonces la precipitación es posible. Esto podría ocurrir, si las concentraciones de los surfactantes con mayor peso molecular aumentan en relación a los surfactantes de menor peso molecular.

El surfactante puede precipitar bajo diferentes condiciones, el proceso es complejo y extremadamente difícil de predecir. Además de las variables examinadas, la precipitación es dependiente de la temperatura, además de ser un proceso cinético; es decir, hay un cierto tiempo de reacción involucrado, que puede oscilar de minutos a horas. Un sistema de surfactante que va a ser considerado para aplicaciones de campo, se le debe de hacer la prueba de precipitación bajo condiciones tan cercanas como sea posible a las de campo. Aun en las pruebas experimentales, a menudo es difícil aislar la causa específica de precipitación o incluso para estar seguros de que esta sea la razón de la pérdida de surfactante y que no sea por algún otro mecanismo totalmente diferente como lo es la adsorción o el fraccionamiento de fase. La retención del surfactante en el medio poroso por cualquier mecanismo de pérdida, por lo general es perjudicial para los procesos de inyección micelar/polímero.

**5.9.2 Adsorción.**

La adsorción del surfactante en la roca del yacimiento es determinada por pruebas de concentración de aceite en núcleos triturados y por pruebas de desplazamiento en núcleos. La cantidad del material adsorbido puede ser expresado de tres formas: masa del surfactante adsorbido/masa de la roca (mg/g); masa del surfactante adsorbido por unidad del PV (mg/mL PV), y por moléculas de surfactante adsorbidas por unidad de superficie ( $\mu\text{eq}/\text{m}^2$ ). Se puede hacer la conversión entre estas unidades si se cuenta con la densidad de la roca, la porosidad de la roca, superficie/masa de la roca y el peso equivalente del surfactante. Las superficies en los desplazamientos a través de núcleos, usualmente no se conocen por lo que la adsorción se expresa en mg/g o en mg/mL PV.

En las pruebas de concentración de aceite en núcleos triturados, un volumen conocido de una solución de surfactante a una concentración fija, es mezclada con una masa conocida de roca en un contenedor sellado, las muestras de fluidos son retiradas a ciertos intervalos y analizadas, cuando la concentración permanece constante con el tiempo, el sistema está en equilibrio y la prueba es finalizada. Cuando las concentraciones están expresadas en  $\mu\text{eq}/\text{m}^2$ , la adsorción se expresa de la siguiente forma.<sup>35</sup>

$$A_s = \left( \frac{C_{AS}^i - C_{AS}^f}{m_a S_a} \right) \rho V_a, \dots \dots \dots (5.24)$$

En donde  $A_s$ =adsorción,  $\mu\text{eq}/\text{m}^2$ ;  $C_{AS}^i$ =concentración activa de surfactante en la solución inicial,  $\text{meq}/\text{g}$ ;  $C_{AS}^f$ =concentración activa de surfactante en la solución final,  $\text{meq}/\text{g}$ ;  $m_a$ =masa del adsorbente,  $\text{g}$ ;  $S_a$ =superficie del adsorbente,  $\text{m}^2/\text{g}$ ;  $\rho$ =densidad inicial del fluido,  $\text{g}/\text{cm}^3$ ; y  $V_a$ =volumen de la solución de surfactante añadida,  $\text{cm}^3$ .

Cuando no se conoce la superficie, la adsorción es reportada en PV o por masa de adsorbente. Las ecuaciones 5.25 y 5.26 muestran las conversiones entre las unidades de adsorción.

Para convertir la adsorción de  $\mu\text{eq}/\text{m}^2$  a  $\text{mg}/\text{mL PV}$ ,

$$\begin{aligned}
 A_s \left( \frac{\text{mg}}{\text{mL PV}} \right) &= A_s \left( \frac{\mu\text{eq}}{\text{m}^2} \right) \left( \frac{10^{-6} \text{eq}}{\mu\text{eq}} \right) M_s \left( \frac{\text{g}}{\text{eq}} \right) S_a \left( \frac{\text{m}^2}{\text{g roca}} \right) \\
 &\times \rho_b \left( \frac{\text{g roca}}{\text{cm}^3 \text{ volumen de roca}} \right) \times \frac{1}{\phi} \left( \frac{\text{cm}^3 \text{ volumen de roca}}{\text{cm}^3 \text{ de PV}} \right) \times \left( \frac{\text{cm}^3}{\text{mL}} \right) \left( \frac{10^3 \text{ mg}}{\text{g}} \right) \\
 &= 10^{-3} \frac{M_s S_a \rho_b}{\phi} A_s \left( \frac{\mu\text{eq}}{\text{m}^2} \right), \dots \dots \dots (5.25)
 \end{aligned}$$

En donde  $M_s$ =peso equivalente del surfactante,  $\text{g}/\text{eq}$ .

Por analogía,

$$A_s \left( \frac{\text{mg}}{\text{g de roca}} \right) = 10^{-3} M_s S_a A_s \left( \frac{\mu\text{eq}}{\text{m}^2} \right), \dots \dots \dots (5.26)$$

La figura 5.89 ilustra la aproximación al equilibrio durante la adsorción de un sulfonato de petróleo en un núcleo triturado de Bell Creek y de Barea, durante un proceso de tres semanas de duración, este es un tiempo relativamente largo para las pruebas de laboratorio pero es un corto periodo comparado con una aplicación en campo.<sup>35</sup>

La adsorción en el material de los núcleos es a menudo logrado por la inyección de una solución de surfactante de composición conocida hasta que la concentración de flujo saliente sea igual a la concentración del inyectado, si se analiza la concentración del flujo saliente, el surfactante retenido puede ser determinado por balance de materia. El trabajo puede ser simplificado extrayendo con un solvente apropiado el surfactante adsorbido en el núcleo, como el metanol/cloroformo o IPA, y analizando el surfactante extraído. La adsorción se calcula como la diferencia entre el total de surfactante recuperado y el surfactante en el espacio poroso de la roca. La adsorción puede ser determinada aumentando el tamaño de los baches inyectados a través de los núcleos, hasta que alcanza un máximo de retención.

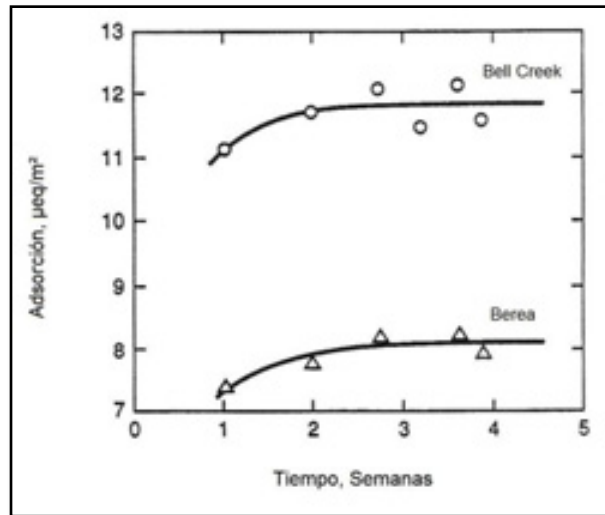


Figura 5.89 - Adsorción vs Tiempo (Fluido 1).<sup>35</sup>

La figura 5.90 muestra un sistema en donde la adsorción está en función del tamaño del bache de surfactante.

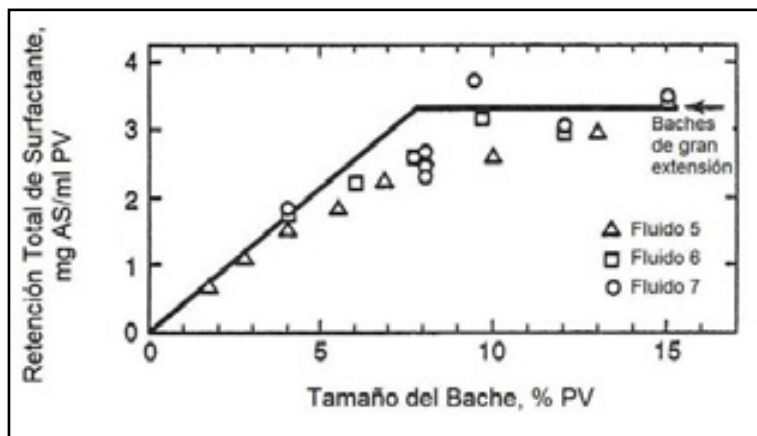


Figura 5.90 - Retención de Surfactante durante experimentos de inyección en núcleos.<sup>35</sup>

La adsorción de surfactantes en la roca del yacimiento está en función del tipo de surfactante, peso equivalente y concentración, de los minerales, temperatura, contenido de arcilla, condición oxidación-reducción y el gasto que se tenga de la solución. En la tabla 5.12, aunque puede ser no muy significativa, muestra algunos datos disponibles de los diferentes experimentos de adsorción realizados en diferentes sistemas.

Los estudios realizados sobre adsorción con sulfonatos de petróleo, muestran que el peso equivalente tiene un efecto en la retención, como se ilustra en la figura 5.91, en donde los datos muestran la adsorción de diferentes fracciones de pesos equivalentes de un sulfonato de petróleo en una arcilla montmorillonita de calcio. La adsorción es mayor en arcillas debido a que la superficie es



considerablemente más grande que en los yacimientos conformados de rocas quebradas.

TABLA 5.12 - RESUMEN DE LOS ESTUDIOS DE RETENCIÓN DE SURFACTANTE.<sup>35</sup>

Tipo de Estudio	Método*	Adsorbente	Surfactante	Valor Plateau	Factores Considerados**	Conclusiones
Laboratorio	FC	Berea	Potasio	-0.1 mg/mL PV	O, RA	La presencia de aceite y agua redujo la adsorción; el entrapamiento fue por causas físicas más que por una pérdida del control de la adsorción.
Laboratorio	S, FC	Berea	70/30 M470 y M380	S(1.3 $\mu\text{eq}/\text{m}^2$ )D (0.8 mg/mL PV)	FWD, SA	El consumo de los agentes disminuyó la adsorción.
Laboratorio	S, FC	Berea	Distintos Sulfonatos	S(0.8 a 1.9 $\mu\text{eq}/\text{m}^2$ )D(2.6 a 7.7 mg AS/mL PV)	F	Fraccionamiento importante; alto pH redujo la pérdida.
Campo, Laboratorio		Loudon	Sulfonato de petróleo, FEED D	(4 mg/mL PV)	F, SA, FWD, DI	No se observó fraccionamiento; el gradiente de salinidad usado no fue efectivo.
Campo, Laboratorio	PF, FC	Borregos	Sulfonato 380 AEW	(9.1 a 11.7 mg AS/mL PV)	F	Fraccionamiento importante
Laboratorio	FC	Berea	Sulfonato - AA	(3.1 a 9.3 mg AS/mL PV)		No se observó desadsorción
Laboratorio	S, FC	Silice, Beria	Sulfonato 450 AEW	S(0.2 a 0.4 $\mu\text{eq}/\text{m}^2$ )D(3.8 a AS/mL PV)	O	Presencia insignificante de aceite residual.
Laboratorio	FC	Berea	C <sub>12</sub> OXS	Ads (4 mg/mL PV) Ret. (5.4 mg/mL PV)	RA	La retención incrementa con la descomposición del bache.
Laboratorio	FC	Berea	TRS 10 y Neodol 25-3S	(6.2 mg AS total/mL PV)	F, O	El Sulfonato de alto peso equivalente se adsorbió preferentemente.
Laboratorio	FC	Big Muddy	Sulfonato 427 AEW	(3.3 mgAS/mL PV)	O	La retención se incrementa con la salinidad y decreció con la presencia de aceite y con el aumento de alcohol.
Laboratorio	S, FC	Loma Novia	Distintos Sulfonatos	S(0.5 a 4.3 $\mu\text{eq}/\text{m}^2$ )D(0.3 a 3.1 mg AS/mL PV)	SA	La adsorción aumento con la salinidad y disminuyo en tanto el pH aumento.
Laboratorio	FC	Berea	TRS 18 y 40	D(4 a 8 mg AS/mL PV)	SA, K	El consumo de los agentes disminuyó la adsorción; el tiempo para alcanzar el equilibrio aumento con la concentración de surfactante.
Campo, Laboratorio	PF	Salem	TRS 10-80	Campo(3.2 mg AS/mL PV) Laboratorio((2.9 mg AS/mL PV)	DI, SA, FWD	En campo se obtuvo mucho mas perdida que las mediciones en el laboratorio
Laboratorio	FC	Berea, Seelingson, Cottage Grove	Sulfonato Sintético	(16.6, 21.3, 22.1 mg AS/mL PV)	F, O	Los baches más pequeños y el aceite residual redujeron la adsorción
Laboratorio	FC	Berea	Sulfonato AA	(1.8 a 3.0 mg AS/mL PV)	FWD	La retención disminuye con la disminución de la salinidad del agua de empuje.
Laboratorio	FC	Berea, Sloss	Sulfonato AA	Berea(3 a 5 mg AS/mL PV) Sloss(5.0)		El Calcio incrementa la retención; baches grandes, altas salinidades provocan entrapamiento.

S = estático, D = inyección dinámica a los núcleos, PF = análisis del fluido producido, PC = núcleo de campo, y T = prueba de trazadores.  
 \*\*RA = Retención diferente a la adsorción, F = fraccionamiento del surfactante, K = cinética de la adsorción, DI = efecto de los iones divalentes, FWD = Agua fresca para el empuje, SA = agentes perdidos, y O = efecto del aceite

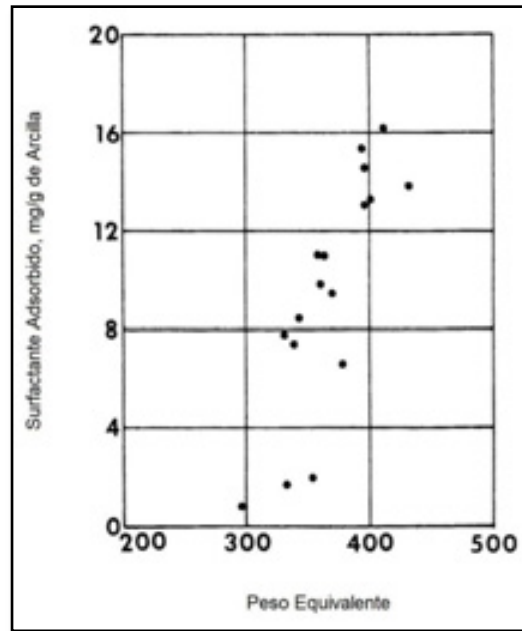


Figura 5.91 - Adsorción de Surfactante en la montmorillonita calcica (25 ml\_ de 0.5% de surfactante en 2% Na SO , equilibrado con 7 g de montmorillonita calcica API No. 23).

Cuando una solución de surfactante que contiene una amplia mezcla de componentes con diferentes pesos equivalentes fluye a través del medio poroso, la diferencia de adsorción dará lugar a la separación de las diferentes especies de surfactantes. Los compuestos de mayor peso equivalente tienden a ser preferentemente adsorbidos, y por lo tanto, se moverán más lentamente que los de menor peso equivalente.

Gale y Sandvik<sup>29</sup> señalan que los componentes de pesos equivalentes intermedios se adsorben en cierta medida, y por lo tanto ocupan los lugares de adsorción en la roca. Asumiendo que la adsorción no es reversible, esto reducirá la adsorción de compuestos de mayor peso equivalente los cuales son los más efectivos en la reducción de IFT en soluciones de sulfonato de petróleo. Los compuestos de pesos equivalentes intermedios actuarán como adsorbentes que se perderán. El problema de la separación cromatográfica entre los sistemas de surfactantes, se ve reducido cuando los surfactantes son químicamente similares.

La adsorción está en función de la concentración, como se indica en el sistema de la figura 5.92<sup>29</sup>, la cantidad adsorbida se incrementa con la concentración de surfactante en la solución. Para surfactantes puros, la cantidad adsorbida alcanza un máximo en la CMC, para mezclas de surfactantes la adsorción sigue aumentando mucho más allá del punto de inicio de la formación de la micela. Normalmente la cantidad adsorbida alcanza un máximo a una concentración lo suficientemente alta de surfactante, para algunos sistemas de surfactantes la isotérmica de adsorción es aproximada por el modelo de Langmuir.

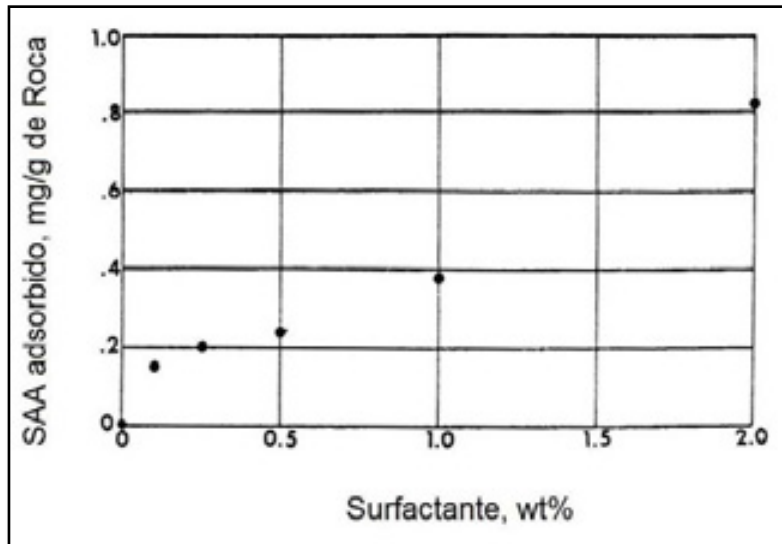


Figura 5.92 - Adsorción isotérmica de Surfactante (surfactante disuelto en 0.75% Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, salmuera al 0.5% NH<sub>3</sub>, en roca de Berea @ aproximadamente 500 md.<sup>29</sup>

Algunos investigadores<sup>20</sup> han observado que la cantidad adsorbida pasa a través de un máximo y decrece en magnitud más allá de este máximo, se han propuesto muchas razones para este comportamiento. La adsorción es un proceso dependiente de la velocidad y por lo tanto puede variar con el gasto en las pruebas de inyección de núcleos. Bae y Petrick midieron mayores cantidades adsorbidas cuando la velocidad fue de 2.0 ft/D que cuando la velocidad fue de 36 ft/D. Se ha demostrado que la adsorción también está en función de la temperatura, disminuyendo ligeramente con el incremento de la temperatura.

La adsorción del surfactante es fuertemente afectada por la condición de oxidación del sistema, los núcleos en el laboratorio han sido típicamente expuestos al oxígeno y se encuentran en un estado aeróbico, Wang demostró en laboratorio, que la adsorción es reducida significativamente en núcleos que se restablecieron a las condiciones anaeróbicas, que en los experimentos en núcleos en estado aeróbico.<sup>20</sup>

### **Ejemplo 5.6 - Estimación de la importancia de la adsorción en la inyección de químicos.**

Considere un proceso de desplazamiento micelar en un sistema con un área de 5 acres, se pretende inyectar un bache de microemulsión al 5% PV y el bache contiene 5 vol% de sulfonato de petróleo. Asumiendo que la adsorción promedio es de 0.4 mg/g de roca, calcule la fracción del surfactante inyectado que será adsorbido.

*Datos adicionales:*

$$\rho_r = 0.27 \text{ g/cm}^3$$

$$\rho(\text{sulfonato}) = 1.1 \text{ g/cm}^3$$

$$\phi = 30\%$$

*Solución:*

*Considerando un modelo con un área de 5 acres y un espesor de 1 ft.*

$$V_b = 5 \text{ acres} \times 43,560 \frac{\text{ft}^2}{\text{acre}} \times 1.0 \times \text{ft}$$

$$= 217,800 \text{ ft}^3 \text{ de roca}$$

$$\rho_b = 2.7 \times 64.2 \text{ lbm/ft}^3 \times (1 - \emptyset)$$

$$= 117.9 \text{ lbm de roca/ft}^3$$

$$m_r = 217,800 \text{ ft}^3 \text{ de roca} \times 117.9 \text{ lbm de roca/ft}^3$$

$$= 25.7 \times 10^6 \text{ lbm de roca}$$

$$A_s = 0.4 \text{ mg/g de roca} \times 0.001 \text{ g/mg} \times 454 \text{ g/lbm} \times 25.7 \times 10^6 \text{ lbm de roca}$$

$$= 4.67 \times 10^6 \text{ g de sulfonato}$$

$$= 10,280 \text{ lbm de sulfonato}$$

*Calculo de la masa de sulfonato inyectada.*

$$V_{\text{bache}} = 5\% \text{ de PV}$$

$$= 5 \text{ vol}\% \text{ de sulfonato en el bache}$$

$$V_{\text{bache}} = 0.05 \times 217,800 \text{ ft}^3 \times 0.30$$

$$= 3,267 \text{ ft}^3 \text{ bache}$$

$$V_s = 0.05 \times 3,267 \text{ ft}^3$$

$$= 163 \text{ ft}^3 \text{ sulfonato}$$

$$m = (1.1 \times 62.4) \text{ lbm/ft}^3 \times 163 \text{ ft}^3$$

$$= 11,200 \text{ lbm sulfonato}$$

$$f_a = 10,280/11,200$$

$$= 0.92$$

La cantidad adsorbida puede variar, debido al cambio en las composiciones en tanto progresa la posición de la inyección, sin embargo, el cálculo indica que la adsorción puede ser importante.

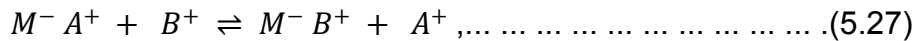
La adsorción es importante para el diseño y siempre tiene que ser considerada, la magnitud de la adsorción esperada debe ser estimada de tal manera que el tamaño y composición del bache pueden ser ajustados correctamente. Gale y Sandvik<sup>29</sup> demostraron que los surfactantes con componentes de pesos equivalentes intermedios actúan como adsorbentes que se perderán, Bae y Petrick redujeron la adsorción en rocas de Berea mediante un prelavado de  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ , el uso de aditivos alcalinos o de prelavados alcalinos para incrementar el pH, reducen la adsorción en sistemas de surfactantes diluidos. Novosad<sup>56</sup> demostró que la adición de alcoholes de bajo peso molecular a las soluciones de surfactante, reduce la adsorción. Medidas como las anteriores deben ser consideradas cuando sea necesario para alcanzar niveles de adsorción aceptables.

La retención de surfactante puede variar entre el laboratorio y las pruebas de campo, la pruebas campo en Loudon fueron diseñadas para usar una mezcla de sulfonatos, los datos de retención de surfactante obtenidos de una serie de

pruebas en núcleos arrojaron un promedio de 0.55 mg/g de roca, para tamaños de baches de aproximadamente 0.4 del PV. Las pruebas de retención de surfactante en núcleos tomados en una segunda prueba arrojaron un promedio de 0.07 mg/g de roca, el cual comparado con el valor de 0.08 mg/g de roca determinado mediante balance de materia resulta ser aceptable. Este valor fue más bajo de lo observado en las pruebas de laboratorio usando la misma salinidad del agua de inyectada y que en la primera prueba de campo hecha en Loudon usando el mismo sistema de surfactante, esta discrepancia se atribuye a la diferencia en la condición de oxido reducción entre los núcleos en el laboratorio y el yacimiento. Las pruebas convencionales se llevan a cabo bajo condiciones aeróbicas (oxidación) mientras que en el yacimiento las condiciones tienden a ser anaeróbicas (reducción), el trabajo de Wang muestra que la adsorción bajo condiciones anaeróbicas, es más baja que la adsorción bajo condiciones aeróbicas. Los datos en la tabla 5.12, pueden indicar un mayor nivel de adsorción que el que se obtendría en la mayoría de los yacimientos.

**5.9.3 Intercambio Catiónico.**

El intercambio iónico es una reacción entre un electrolito en solución y un electrolito fijado a una superficie, una reacción de cationes puede ser expresada de la siguiente forma:



En donde *M* representa al material sólido, como lo puede ser la arcilla; *A*<sup>+</sup> y *B*<sup>+</sup> son cationes. El intercambio iónico se asemeja a la adsorción y para propósitos de ingeniería con frecuencia se considera un caso especial de adsorción.

Las arcillas encontradas en los yacimientos tienen la interesante propiedad de que a través de un proceso de remplazo de iones, que involucra al *Al*<sup>+++</sup>, la arcilla adquiere una carga negativa durante la diagénesis, para conservar la electro-neutralidad los cationes de los fluidos asociados están incorporados dentro de la estructura de la arcilla, mas tarde cuando entra en contacto con un líquido diferente, como ocurre durante un proceso de desplazamiento, los cationes dentro de la estructura de la arcilla, se encuentran disponibles para el intercambio de cationes al contacto con líquidos, este proceso de intercambio catiónico pude resultar en un cambio significativo en la composición de un fluido desplazante.

La capacidad para el intercambio catiónico de una roca está expresada en términos de la capacidad de intercambio catiónico, *Q<sub>m</sub>*, usualmente expresado en unidades de mili-equivalentes por kilogramo de roca.

$$Q_m \left( \frac{meq}{kg} \text{ de roca} \right) = \frac{gmol \text{ de ion disponible} \times \text{carga del ion}}{1000 \times \text{masa de roca (kg)}} \\ = \frac{\text{masa de ion disponible (g)}}{1000 \times \text{peso equi valente del ion} \times \text{masa de roca (kg)}} \dots \dots \dots (5.28)$$

La capacidad, además puede ser expresada en términos de PV:

$$Q_v = Q_m \rho_s \frac{(1-\phi)}{\phi}, \dots \dots \dots (5.29)$$

En donde  $Q_v$ =capacidad de intercambio catiónico expresada en una unidad base PV, meq/m<sup>3</sup> PV;  $\rho_s$ =densidad de la roca, kg/m<sup>3</sup>; y  $\phi$ =porosidad. La tabla 5.13 muestra las capacidades de intercambio catiónico para varias rocas, incluyendo aquellas que comúnmente son usadas en los laboratorios con fines petroleros, la tabla 5.14 muestra los rangos típicos de capacidad de intercambio catiónico para arcillas comunes.

TABLA 5.13 - PROPIEDADES FÍSICAS Y CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIÓNICO DE ALGUNAS ROCAS.

Arenisca	Porosidad (fracción)	Permeabilidad (md)	Densidad (g/mL)	Área Superficial (m <sup>2</sup> /g)	Capacidad de intercambio catiónico (meq/kg)
Bandera	0.174	12	2.18	5.50	11.99
Berea	0.192	302	2.09	0.93	5.28
Coffeyville	0.228	62	2.09	2.85	23.92
Cottage Grove	0.261	284	1.93	2.30	17.96
Noxie	0.270	421	1.85	1.43	10.01
Torpedo	.245	94	1.98	2.97	29.27

iones diferentes tienen diferentes afinidades a las arcillas, es decir, existe una selectividad en las reacciones entre los iones y las ubicaciones de las arcillas en el medio poroso, el orden de afinidad para varios iones es el siguiente:

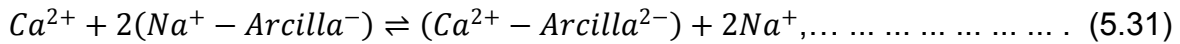
$$Li < Na^+ < K^+ < Mg^{2+} < Ca^{2+}, \dots \dots \dots (5.30)$$

TABLA 5.14 - CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIÓNICO DE ALGUNAS ARCILLAS.

Tipo	Mineral	Capacidad* (meq/kg)
Grupo de las caolinitas	Kaolinita	20 a 100
Grupo de las illitas	Muscovita	105
	Illita	130 a 420
Arcillas fibrosas	Atapulgita	180 a 220
Grupo de las montmorillonitas	Nontronita	570 a 640
Derivados de Micas	Saponita	690 a 810
	Montmorillonita	800 a 1,500
	Biotita	30
	Vermiculita (pura)	1,000 a 1,500

\* Valores representativos de las muestras, ya que existe una amplia variación para un mismo mineral, dependiendo de su composición y de su ubicación.

Las afinidades relativas de los iones por los sólidos pueden ser expresadas en términos de constantes de equilibrio, considere por ejemplo la siguiente reacción:



Asumiendo que la ley de acción de masas se cumple, y que el sistema tiene un comportamiento ideal en equilibrio:

$$K_{Ca^{2+}-Na^+} = \frac{[Ca^{2+}-Arcilla^{2-}][Na^+]^2}{[Ca^{2+}][Na^+-Arcilla^-]^2}, \dots \dots \dots (5.32)$$

Los corchetes denotan las concentraciones de equilibrio adecuadas, ecuaciones similares pueden ser escritas para otros pares de iones, como para  $Mg^{2+}$  y  $Na^+$  por ejemplo. La magnitud de  $K_{Ca^{2+}-Na^+}$  indica la tendencia relativa de los dos iones a reaccionar con las arcillas. Al tener un valor mayor en la ecuación 5.32, mayor es la tendencia de  $Ca^{2+}$  de unirse a la arcilla comparado con la tendencia de  $Na^+$ , el valor de  $K_{A^+-B^+}$  para cualquier par de iones ( $A^+, B^+$ ) está en función del tipo de iones y de la naturaleza del sólido.

La ecuación 5.32 cumple la condición de equilibrio, cuando se cambia la concentración del fluido en un sistema originalmente en equilibrio, habrá un periodo de transición antes de que el sistema llegue a un nuevo equilibrio, la duración de este periodo depende de la velocidad del intercambio iónico, que a la vez depende de los parámetros del sistema, tales como la velocidad de difusión de iones en el líquido y en el sólido así como de la velocidad de la reacción en la parte solididad del sistema. En los procesos petroleros, es aceptable asumir un equilibrio local, debido a que las velocidades de flujo de fluidos son relativamente pequeñas en el yacimiento.

Los cálculos mostrados en las figuras 5.93 y 5.94 fueron comparados con las pruebas de inyección en núcleos de Berea, sin una fase aceite presente. La figura 5.93 muestra un caso en el cual la salmuera residual en el núcleo contenía 0.010 meq/mL de  $Ca^{2+}$  y 0.050 meq/mL de  $Na^+$ . Esta salmuera fue desplazada con una salmuera al 0.010 meq/mL de  $Ca^{2+}$  y 0.030 meq/mL de  $Na^+$ , la concentración de  $Na^+$  se redujo en el líquido inyectado.

El intercambio catiónico es indicado por la reducción de la concentración de  $Ca^{2+}$  en el flujo de salida, de 0.010 hasta aproximadamente un valor de 0.005 meq/mL. El  $Ca^{2+}$  fue intercambiado por  $Na^+$  en la roca, una vez que la capacidad de intercambio de la roca fue alcanzada, la concentración de  $Ca^{2+}$  se incremento hasta el valor inyectado.

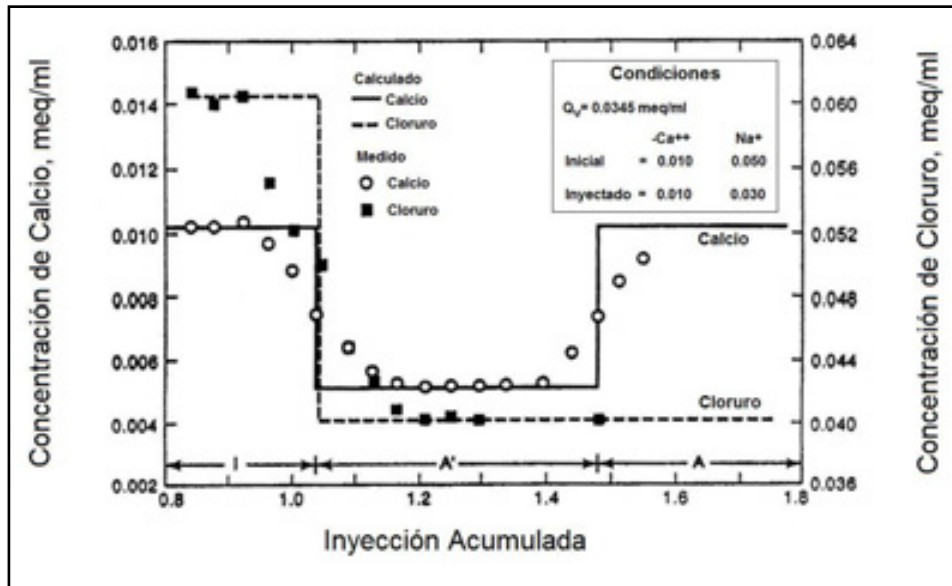


Figura 5.93 - Diagrama esquemático distancia/tiempo y la historia de producción calculada para el caso de dos cationes.

La figura 5.94 muestra las composiciones iniciales e inyectadas para el segundo ejemplo, en este caso la composición inyectada de  $Na^+$  se incremento, un correspondiente incremento en la concentración de  $Ca^{2+}$  en el flujo de salida ocurrió en tanto  $Na^+$  remplazo al  $Ca^{2+}$  en la roca. Las líneas solidas y punteadas en la figura 5.93 y 5.94, son concentraciones calculadas con un modelo desarrollado por Pope *et al.*

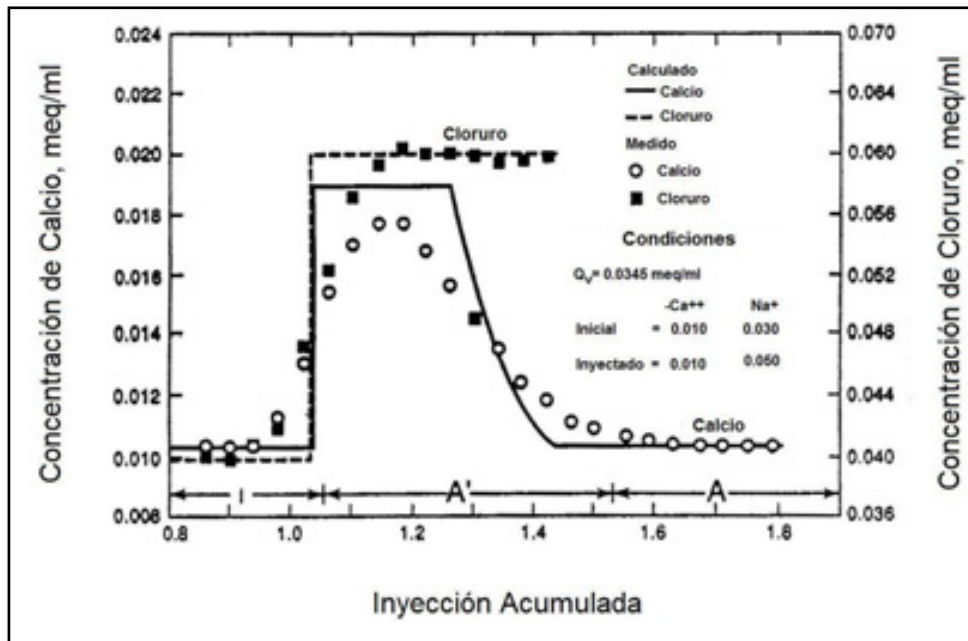


Figura 5.94 - Segundo caso, trayecto (esquemático) de la composición, diagrama distancia/tiempo y la historia de producción calculada para el caso de dos cationes.



**Ejemplo 5.7 – Capacidad de intercambio catiónico.**

Considere la inyección al núcleo mostrada en la figura 5.93, las concentraciones iniciales de  $Na^+$  y de  $Ca^{2+}$  son 0.050 y 0.010 meq/mL, respectivamente y las concentraciones finales son de 0.030 y 0.010 meq/mL, respectivamente. Suponga que el PV de roca es de 100 mL y que la cantidad de  $Na^+$  intercambiada con  $Na^+$  fue de 0.215 meq, el valor de  $K_{Ca^{2+}-Na^+}$  es de 3.0. Calcule la cantidad de  $Ca^{2+}$  originalmente en la roca.

Solución:

Si

$$Ca_{arcilla} = \text{cantidad de } Ca^{2+} \text{ adsorbido en la roca inicialmente, meq.}$$

$$Na_{arcilla} = \text{cantidad de } Na^+ \text{ adsorbido en la roca inicialmente, meq.}$$

Aplicando la ecuación 5.32 para las condiciones iniciales dadas:

$$3 = \frac{Ca_{arcilla} \times (0.05)^2}{(0.01) \times (Na_{arcilla})^2}$$

Y

$$12 = \frac{Ca_{arcilla}}{(Na_{arcilla})^2}$$

Aplicando la ecuación 5.32 para las condiciones de equilibrio iniciales, la cantidad intercambiada de  $Ca^{2+}$  y de  $Na^+$  fue de 0.215 meq, este valor corresponde a 0.00215 meq/mL PV, por lo tanto:

$$3 = \frac{[(Ca_{arcilla}) + 0.00215](0.03)^2}{(0.01) \times [(Na_{arcilla}) - 0.00215]^2}$$

Y

$$33.33 = \frac{[(Ca_{arcilla}) + 0.00215]}{[(Na_{arcilla}) - 0.00215]^2}$$

Resolviendo ambas ecuaciones simultáneamente, tenemos que  $Na_{arcilla} = 0.1360$  meq/mL y  $Ca_{arcilla} = 0.00222$  meq/mL, estas son las concentraciones de  $Na^+$  y de  $Ca^{2+}$  originalmente adsorbidas en la roca.

El ejemplo 5.7 ilustra la manera en que la composición de las sales puede variar en un fluido inyectado, este cambio puede afectar al rendimiento del bache químico y debe de considerarse en el proceso de diseño. Por ejemplo, el Ca llevado por el bache de surfactante puede cambiar a una microemulsión de fase menor, la cual tiene propiedades efectivas para el desplazamiento de aceite, a una fase mayor que puede quedar atrapada por el reductor de movilidad.

El  $Ca$  se asocia con las micelas para formar un complejo en el que existe un equilibrio entre el  $Ca$  en la arcilla y el  $Ca$  asociado con las micelas<sup>113</sup>. Por lo tanto en sistemas en donde el preflush, el surfactante, el reductor de movilidad y el agua de empuje tienen la misma salinidad y contenido de iones de  $Ca$ , la concentración de calcio en el surfactante sufrirá un incremento. Esto puede cambiar al sistema de surfactante de un entorno de fase bajo o intermedio hasta un entorno de fase mayor, en donde la pérdida de surfactante puede ser grande si la IFT entre el reductor de movilidad y el surfactante no es ultra-bajo. El uso de una solución de polímeros de baja salinidad y agua de empuje pueden contrarrestar dichos efectos si se presenta un entorno de fase inferior.

Un ejemplo de la asociación de  $Ca$  con un fluido micelar puede ser observado en la figura 5.95, en donde la concentración de calcio en el flujo de salida es graficado vs el PV inyectado.

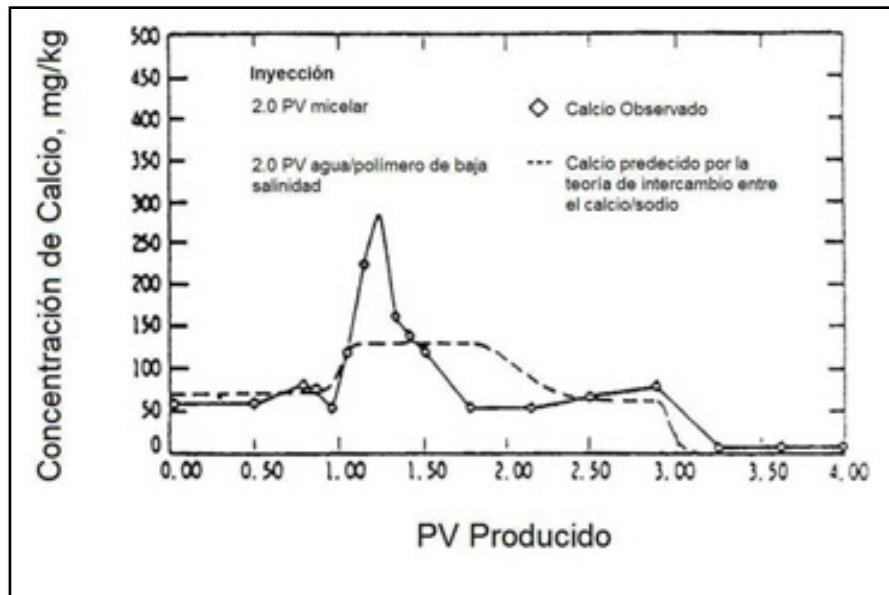


Figura 5.95 - Comportamiento del  $Ca$  producido en una prueba de intercambio catiónico ( 2.0 PV de bache, 2.0 PV agua/polímero, libre de aceite, usando un núcleo de Berea).

En este experimento, el 2.0 de PV de la solución micelar fue desplazado por 2.0 PV de un polímero y agua de baja salinidad en un núcleo tomado de Berea, libre de aceite. En la figura 5.95 se muestra el comportamiento de la concentración de  $Ca$  en el flujo de salida, basado en la teoría de intercambio catiónico. La concentración de  $Ca$  del bache micelar, incremento de 50 hasta poco mas de 300 ppm en el banco de surfactante, indicando la absorción del  $Ca$  por las micelas. El mismo efecto fue observado cuando un 0.1 PV de bache micelar fue desplazado a través del aceite libre en un núcleo de Berea por un polímero y agua de baja salinidad, como se muestra en la figura 5.96, Hirasaki observó que las concentraciones obtenidas de  $Ca$  en las figuras 5.95 y 5.96 son consistentes con las predicciones basadas en la teoría de asociación de  $Ca$  y soluciones micelares.

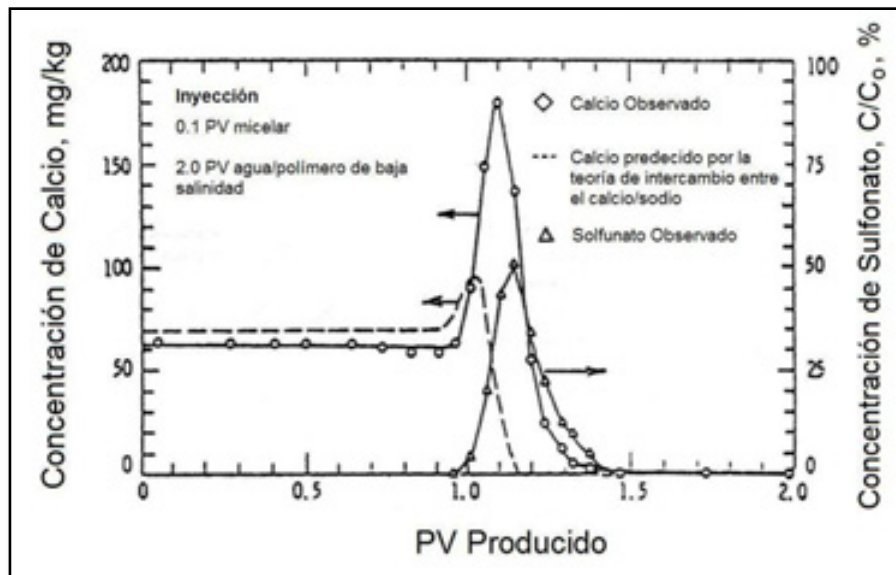


Figura 5.96 - Ca producido y el comportamiento de Sulfonato en un bache para una prueba de intercambio catiónico ( 0.10 PV de bache, 2.0 PV agua/polímero, en un núcleo de Berea libre de aceite).

#### 5.9.4 Fraccionamiento de Fase / Entrampamiento.

El surfactante se puede fraccionar en todas las fases líquidas presentes y contiguas en un sistema, la cantidad de la partición debe ser determinada experimentalmente por el análisis de las fases en equilibrio, la importancia de esto se ve reflejado en el gradiente de salinidad discutido anteriormente. Cuando la salinidad del reductor de movilidad es tal que el sistema se encuentra en un entorno de fase del Tipo II (+) el surfactante se divide dentro en la fase aceite, esta fase es relativamente de movimiento lento, en un desplazamiento, así que cuando el surfactante es transferido a esta fase, es removido del frente de desplazamiento ya que esta fase puede quedar atrapada como una saturación de aceite residual (ROS) por el reductor de movilidad, ocasionando una pobre eficiencia de desplazamiento. El entrampamiento de fase también puede ocurrir como resultado de los cambios en los límites de la fase provocados por el intercambio de iones cuando se añade  $Ca$  al bache.

La retención de surfactante ocasionado por el fraccionamiento de fase es frecuentemente del mismo orden de magnitud al de la adsorción, de acuerdo a los experimentos de desplazamiento realizados por varios investigadores.<sup>29,34</sup> Como en el caso de otros mecanismos de retención de surfactante, la pérdida por el fraccionamiento de fase es muy compleja y difícil de calcular si no cuenta con datos experimentales del sistema en particular de interés.

#### 5.10 Modelado de los desplazamientos por inyección de químicos.

La recuperación de aceite por inyección de químicos puede ser estimada por un simple balance de materia, el propósito del cálculo es el de proveer una aproximación en orden de magnitud al de la recuperación esperada de una

inyección. El balance de materia involucra dos métodos para poder modelar las inyecciones de polímeros y micelas, el primer método se basa en la teoría de avance frontal para predecir el desempeño del desplazamiento, el segundo método involucra la solución de un sistema de ecuaciones que describen el transporte de cada especie química a través del medio poroso, este sistema de ecuaciones puede ser resuelto mediante las técnicas de diferencia finita.

**5.10.1 Estimación de la recuperación de aceite por medio del balance de materia.**

La recuperación de aceite por procesos polímero/surfactante puede ser estimada por la aplicación simple balance de materia, debido a que se mantiene una relación de movilidad favorable en el proceso, se asume que la eficiencia de barrido volumétrica es la misma en la inyección de agua que precede al proceso del uso de surfactante, la recuperación estará dada por:

$$N_p = \frac{Ah\phi(S_{orw} - S_{orc})}{B_o 5.615} E_{vw} \dots \dots \dots (5.33)$$

En donde  $N_p$  = aceite recuperado en el proceso, STB;  $A$  = área del patrón de inyección, ft<sup>2</sup>;  $h$  = espesor del yacimiento. Ft;  $\phi$  = porosidad;  $S_{orw}$  = ROS al termino de la inyección de agua (corresponde al punto final de la saturación en la curva de permeabilidad relativa en el proceso de inyección de agua);  $S_{orc}$  = ROS después del paso del bache de surfactante;  $B_o$  = factor de volumen del aceite, RB/STB;  $E_{vw}$  = eficiencia de barrido volumétrica de la inyección de agua que precede a la inyección de químicos.

Las saturaciones de aceite residuales ocasionada por las inyecciones de químicos,  $S_{orc}$ , típicamente se encuentra en un rango de 0.05 a 0.15 PV en laboratorio, esta saturación residual podría ser considerablemente mayor (0.15 a 0.25 PV) cuando se optimiza el sistema químico para economizar la operación a escala de campo.

**Ejemplo 5.8 - Recuperación de aceite por medio de balance de materia, en procesos con surfactantes y polímeros.**

*Considere un proceso de polímeros y surfactantes en una formación de arenisca, el cual tiene las siguientes propiedades:*

- A = 20 acres de espaciamiento, con un patrón de cinco puntos.*
- h = 20 ft*
- ϕ = 0.18*
- S<sub>orw</sub> = 0.30*
- S<sub>orc</sub> = 0.08*
- B<sub>o</sub> = 1.05 RB/STB*
- E<sub>vw</sub> = 0.70*

Calcule la recuperación de aceite final, expresado en fracción del aceite original (OOIP) asumiendo que la saturación de aceite inicial,  $S_{oi}$ , es de 0.75.

Solución:

$$\begin{aligned} N &= (Ah\phi S_{oi})/B_o \\ &= \frac{20 \text{ acres} \times 43,560 \text{ ft}^2/\text{acre} \times 20 \text{ ft} \times 0.18 \times 0.75}{1.05 \text{ bbl/STB} \times 5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}} \\ &= 399,00 \text{ STB} \end{aligned}$$

Aplicando la ecuación 5.33:

$$\begin{aligned} N_p &= \frac{20 \text{ acres} \times 43,560 \text{ ft}^2/\text{acre} \times 20 \text{ ft} \times 0.18(0.30 - 0.08)0.70}{1.05 \text{ bbl/STB} \times 5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}} \\ &= 81,900 \text{ STB} \end{aligned}$$

Y

$$\frac{N_p}{N} = 0.205,$$

En donde  $N_p$  = aceite desplazado por la inyección de químicos, STB, y  $N$  = OOIP, STB.

La recuperación total, resultado del proceso de inyección de agua y del proceso de polímeros y surfactantes es (asumiendo una re-saturación de aceite en la región no barrida)

$$\begin{aligned} N_p &= \frac{20 \text{ acres} \times 43,560 \text{ ft}^2/\text{acre} \times 20 \text{ ft} \times 0.18(0.75 - 0.08)0.70}{1.05 \text{ bbl/STB} \times 5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}} \\ &= 212,300 \text{ STB} \end{aligned}$$

Y

$$\frac{N_p}{N} = 0.532 \text{ (recuperación total después de la inyección de agua y de la inyección de micelar/polímero).}$$

### 5.10.2 Estimación de la recuperación de aceite por medio de la teoría de avance frontal: Inyección de químicos de baja tensión en un sistema lineal a una saturación de agua intersticial.

Se desarrolló un modelo para la inyección de químicos basado en una sola especie química, para usar este modelo en la predicción del desempeño de la inyección de polímero y micelas, se asume que el surfactante y co-surfactante se representarían como una sola especie. Solo dos fases de flujo pueden ser aproximadas por el modelo de avance frontal descrito anteriormente. El

surfactante permanece en la fase acuosa (es decir en un sistema de fase inferior), así que el comportamiento de fase del surfactante-aceite es aproximado por una serie de curvas de permeabilidades relativas que reflejan una reducción en la IFT y la ROS. El desplazamiento de las especies químicas se asume que es de tipo pistón, y por lo tanto, la dispersión y la digitación por viscosidad se desprecian, la transferencia de masa entre las fases acuosas y aceite también es despreciable. Las especies químicas son adsorbidas de acuerdo a la isoterma de adsorción de Langmuir, y esta adsorción es irreversible.

El intercambio de iones divalentes entre la roca y la solución de surfactante así como el cambio del comportamiento de fase resultado de la interacción de los cationes divalentes con el surfactante, no pueden ser tomados en cuenta en este modelo. Cuando se inicia una inyección de químicos en un sistema lineal a una saturación de agua intersticial, de frentes de inyección, representados en el perfil de saturación de la figura 5.97, el primer frente de inyección representa el desplazamiento de aceite por el bache de químicos, la velocidad de este frente de inyección esta dado por la ecuación 4.34, la cual puede ser reescrita de la siguiente manera:

$$\left(\frac{d_x D}{d_t D}\right)_{S_{w3}^*} = \frac{f_{w1}}{S_{w1} + D_i} = \frac{f_{w3}^* - f_{w1}}{S_{w3}^* - S_{w1}} = \frac{f_{w3}^*}{S_{w3}^* - D_i} \dots \dots \dots (5.34)$$

En donde  $D_i$  está definida por la ecuación 4.88 vista anteriormente, y es determinada por la isoterma de adsorción para el sistema particular surfactante-roca. Ya que el desplazamiento del bache de químicos es de tipo pistón, el proceso de desplazamiento es representado por las curvas de flujo fraccional,  $f_w^* - S_w^*$  para la inyección de químicos con saturaciones finales en  $S_{iw}$  y  $1 - S_{orc}$  y  $f_w - S_w$  para un proceso normal de inyección de agua.

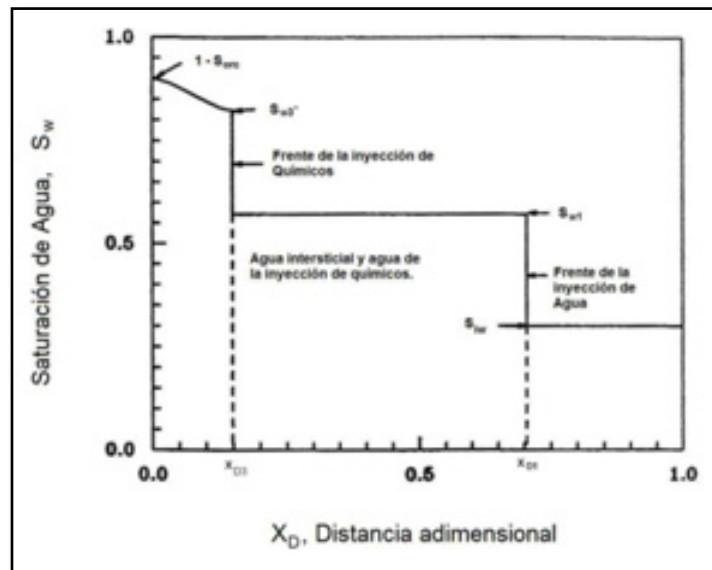


Figura 5.97 - Perfil de Saturación durante una inyección de químicos en un yacimiento @ saturación de agua intersticial.

La figura 5.98 representa a esas curvas de flujo fraccional, la saturación en el frente de la inyección de químicos,  $S_{w3}^*$ , se ubica trazando una tangente a la curva de flujo fraccional  $f_w^* - S_w^*$ , para la inyección de químicos del punto  $S_w^* = -D_i, f_w^* = 0$ ; la tangente a la curva  $f_w^*$  interseca en  $S_{w3}^*$ . La inyección de los químicos forma un banco de aceite con una saturación constante,  $S_{w1}$ , esta saturación de agua se encuentra en la intersección de la tangente a la curva de flujo fraccional  $f_w^* - S_w^*$  con la curva de flujo fraccional  $f_w - S_w$ , además la velocidad de esta inyección debe satisfacer la ecuación 5.34.

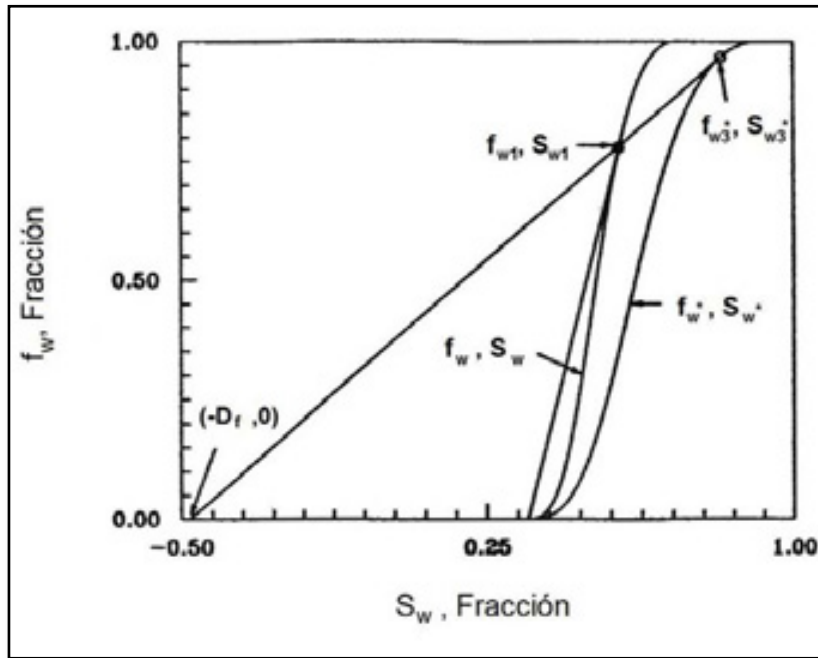


Figura 5.98 - Curvas de Flujo fraccional para una inyección de químicos en un yacimiento @ saturación de agua intersticial.

El segundo frente de desplazamiento representa el desplazamiento de aceite por el agua intersticial como en un desplazamiento normal por agua y la saturación del frente de desplazamiento de este proceso, por lo general se ubica trazando una tangente a la curva de flujo fraccional de  $S_w = S_{iw}, f_w = 0$  hasta la curva de flujo fraccional  $f_w - S_w$ , como se muestra en la figura 5.98; el punto de tangencia es  $f_{wf}, S_{wf}$ . Si  $S_{wf} < S_{w1}$  la saturación del frente de desplazamiento será  $S_{wf}$  y existirá un gradiente de saturación de  $S_{wf}$  hasta  $S_{w1}$ , tal y como se muestra en la figura 4.20. Si  $S_{wf} > S_{w1}$  la saturación del frente de desplazamiento será  $S_{w1}$ .

El desempeño del desplazamiento es estimado por el avance de las saturaciones del frente de inyección a través del sistema lineal. El frente de inyección de agua avanzará a una velocidad específica dada por las ecuaciones 4.84 o 4.86, dependiendo de la  $S_{w1}$  y  $S_{wf}$ , mientras que el frente del desplazamiento por químicos avanzará a una velocidad dada por la ecuación 5.34, el tiempo de llegada para estas saturaciones al final del sistema, es determinado directamente por la solución de avance frontal, recordando que:

$$x_D = t_D f'_w, \dots \dots \dots (5.35)$$

Por lo tanto, de las ecuaciones 4.84 hasta 4.86,

$$t_{Df} = x_{Df} / f'_{wf}, \dots \dots \dots (5.36)$$

$$t_{D1} = x_{Df} / f'_{w1}, \dots \dots \dots (5.37)$$

$$t_{D3} = x_{D3} / f'_{w3}, \dots \dots \dots (5.38)$$

El desempeño del desplazamiento es calculado determinado la saturación de agua promedio durante el desplazamiento con las ecuaciones 4.87 y 4.93.

$$N_p = \frac{(\bar{S}_w - S_{iw})V_p}{B_o}, \dots \dots \dots (5.39)$$

Si,  $S_{wf} > S_{w1}$ .

Para  $t_D < t_{D1}$ ,

$$\bar{S}_w - S_{iw} = t_D, \dots \dots \dots (5.40)$$

para  $t_{D1} < t_D < t_{D3}$ ,

$$\bar{S}_w = S_{w1} + t_D(1 - f_{w1}), \dots \dots \dots (5.41)$$

y para  $t_D > t_{D3}$ ,

$$\bar{S}_w = S_{w2}^* + t_D(1 - f_{w2}^*), \dots \dots \dots 5.42)$$

El siguiente ejemplo ilustra el cálculo del desempeño del desplazamiento de la inyección de un surfactante a una saturación de agua intersticial.

**Ejemplo 5.9 – Inyección lineal de un surfactante en un yacimiento a una saturación inicial de agua inmóvil.**

Un yacimiento de 1,320 ft de largo, 660 ft de ancho y 20 ft de espesor, tiene una saturación inicial de aceite del 65%, se considerara una inyección de baja tensión como un proceso de recuperación. Usando la teoría de avance frontal, estime la producción de aceite en función del PV inyectado y del tiempo. El gasto de inyección es constante a 2,000 B/D, los parámetros de la inyección son:  $\phi = 0.20$ ,  $k_{ro} = \alpha_1(1 - S_{wD})^m$  y  $k_{rw} = \alpha_2(S_{wD})^n$ , con  $\alpha_1 = 0.8$ ,  $\alpha_2 = 0.2$ ,  $m = 1.5$ ,  $n = 2.5$ , y  $S_{wD} = \frac{S_w - S_{iw}}{1 - S_{or} - S_{iw}}$ , en donde  $S_{iw} = 0.35$ ,  $S_{orw} = 0.30$  (ROS de la inyección de agua),  $S_{orc} = 0.10$  (ROS de la inyección de baja tensión),  $\mu_o = 1.0$  cp (solución de surfactante),  $B_o = 1.0$  bbl/STB, y  $C_{i0} = 1.5$  wt% (concentración de surfactante inyectado).

Solución:

Construya las curvas de flujo fraccional con la ecuación 4.2:



$$f_w = \frac{k_{rw}/\mu_w}{k_{ro}/\mu_o + k_{rw}/\mu_w}$$

Se requieren dos curvas de flujo fraccional, una con  $S_{orw} = 0.30$  y otra con  $S_{orc} = 0.10$  (figura 5.98), la curva de  $f_w - S_w$  es para la inyección de agua, y la curva de  $f_w^* - S_w^*$  es para la inyección de baja tensión. La curva de flujo fraccional del surfactante fue construida con los mismos valores de  $m$  y  $n$ , las permeabilidades relativas son afectadas por la IFT, y los valores de  $m$  y  $n$ , para el sistema surfactante/aceite deben ser obtenidos experimentalmente.

Ahora, hay que considerar la adsorción del surfactante en la roca, asuma que la inyección de baja tensión tiene una isoterma de adsorción como la que se muestra en la figura 4.27 @  $C_{io} = 1.5$  wt%,  $A_{io} = 0.68$  mg adsorbidos/g de roca; de la ecuación 4.107 tenemos que:

$$\begin{aligned}\hat{C}_{io} &= \frac{A_{io}\rho_r(1-\phi)}{\phi} \\ &= 0.68 \times 10^{-3} \text{ g/g de roca} \times 2.65 \text{ g de roca/cm}^3 \text{ de roca} \times [(1-0.2)/0.2] \\ &= 7.21 \times 10^{-3} \text{ g adsorbidos/cm}^3 \text{ de roca.}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Además, } \hat{C}_{io} &= 1.5 \text{ wt\%} = 15,000 \text{ ppm} \\ &\approx 15,000 \times 10^{-6} \text{ g/cm}^3\end{aligned}$$

La densidad de la solución química se asumió de  $1.0 \text{ g/cm}^3$  para este ejemplo, esta tiene que ser determinada experimentalmente, de la ecuación 4.122 tenemos que:

$$\begin{aligned}D_i &= \hat{C}_{io}/C_{io} \\ &= (7.21 \times 10^{-3})/(15 \times 10^{-3}) = 0.48\end{aligned}$$

El problema ahora es resuelto con las curvas de flujo fraccional, construya una línea tangente de  $(-D_i, 0)$  hasta la curva de flujo fraccional de la inyección de baja tensión  $f_w^* - S_w^*$ ; Los parámetros  $f_{w3}^*$  y  $S_{w3}^*$  se obtienen de la intersección de esta tangente con la curva de flujo fraccional  $f_w^* - S_w^*$ ; la pendiente de la tangente es  $f_{w3}'^*$ . Los parámetros  $f_{w1}$  y  $S_{w1}$  se obtienen de la intersección de la línea tangente y de la curva de flujo fraccional de la inyección de agua, el valor de  $f_{w1}'$  es la pendiente de la curva de flujo fraccional  $f_w - S_w$  @  $S_{w1}$ .

$$\begin{aligned}f_{w3}^* &= 0.972 \\ S_{w3}^* &= 0.825 \\ f_{w3}'^* &= 0.745 \\ f_{w1} &= 0.783 \\ S_{w1} &= 0.572 \\ f_{w1}' &= 4.23\end{aligned}$$

El frente de la inyección de agua se obtiene trazando una línea tangente de  $(S_{iw}, 0)$  hasta la curva de  $f_w - S_w$ .

$$\begin{aligned} f_{wf} &= 0.80 \\ S_{wf} &= 0.575 \\ f'_{wf} &= 3.53 \end{aligned}$$

Las posiciones relativas de los frentes se obtienen mediante el uso de las relaciones de velocidad adimensionales, de la ecuación 5.35,

$$x_D = f'_w t_D$$

y

$$v_D = dx_D/dt_D = f'_w.$$

De los parámetros de flujo fraccional,  $v_{Df} = 3.53$ ,  $v_{D1} = 4.23$ , y  $v_{D3}^* = 0.745$ ; en todas las inyección, el agua intersticial es desplazada @  $S_{wf}$  con una velocidad de  $v_{Df}$ , sin embargo debido a que  $v_{D1} > v_{Df}$ , el frente @  $S_{wf}$  será alcanzado rápidamente por el frente @  $S_{w1}$ ; por lo tanto el frente de inyección original es ignorado, en este ejemplo se formaran dos frentes, el primero es un salto de  $S_{iw}$  hasta  $S_{w1}$ , y el segundo es un salto de  $S_{w1}$  hasta  $S_{w3}^*$ .

El perfil de saturación a un determinado tiempo adimensional de  $t_D = 0.2$  se muestra en la figura 5.99 para este ejemplo. La ruptura ocurre cuando  $x_D = 1.0$  en la ecuación 5.35.

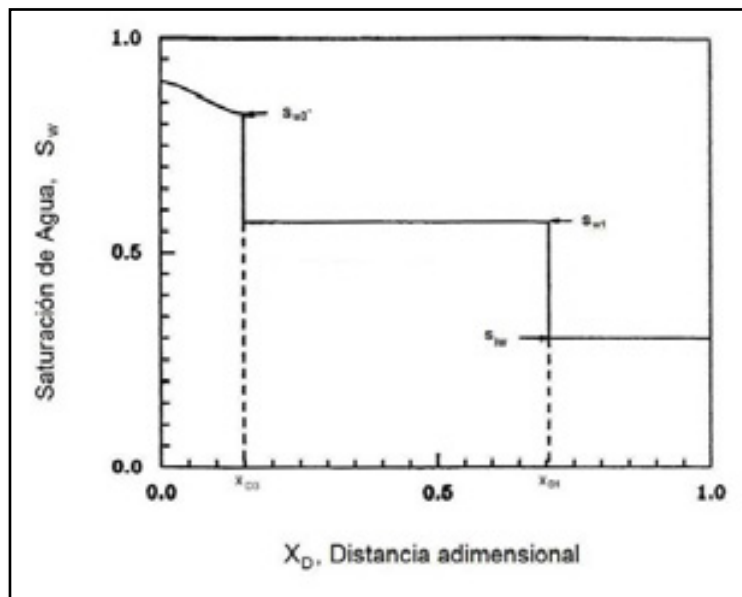


Figura 5.99 - Perfil de Saturación @  $t_D = 0.2$ .

$$t_{D3} = \frac{1}{0.745} = 1.342 \text{ PV inyecctado.}$$

$$t_{D1} = \frac{1}{4.23} = 0.236 \text{ PV inyecctado.}$$

De  $t_D = 0$  hasta  $t_D = 0.236$ , solo se produce aceite, a un gasto igual al gasto de la inyección. De  $t_D = 0.236$  hasta  $t_D = 1.342$ , solo se produce aceite con un corte basado en la curva de flujo fraccional de la inyección de baja tensión; la recuperación acumulada está basada en la saturación promedio de agua de la ecuación 5.41,

$$\bar{S}_w = S_{w1} + t_D(1 - f_{w1}).$$

Para  $t_D > 1.342$ ,

$$\bar{S}_w^* = \bar{S}_{w2}^* + t_D(1 - f_{w2}^*).$$

El aceite producido es.

$$N_p = (\bar{S}_w^* - S_{iw})(A\phi L/5.615).$$

La tabla 5.15 muestra el aceite producido acumulado, la fracción del aceite móvil recuperado fue calculada como la relación del aceite recuperado entre aceite móvil original en el yacimiento, en donde:

$$N_m = (S_{oi} - S_{orc})(A\phi L/5.615).$$

$$= \frac{(0.65 - 0.10)660 \text{ ft} \quad 20 \text{ ft} \quad 320 \text{ ft} \quad 20}{5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}}$$

TABLA 5.15 – DESPLAZAMIENTO CALCULADO.

$\bar{S}_w$	$f_w$	$f_w'$	$t_D$ (PV)	t (D)	$N_p^*$ (bbl)	Aceite móvil recuperado, $S_{orc} = 0.1$ (%)
0.35	0		0	0	0	–
0.572	0.783	4.23	0.236**	73.2	146,470	43
0.825	0.972	0.745	1.342***	416.4	318,120	93
0.85	0.986	0.440	2.273	705	330,061	97
0.879	0.996	0.183	5.474	1,700	340,436	99.7

\*\*  $N_p$  es una función lineal de  $t_D$  antes de la ruptura.  
 \*\*\* El banco de aceite ( $S_{w1}$ ) llega al final del sistema.  
 \*\*\*\* La inyección de químicos en el frente, llega al final del sistema.

En la figura 5.100 se graficó el aceite producido acumulado vs. el tiempo real, este es determinado por el tiempo adimensional dado por:

$$t_D = qt/A\phi L.$$

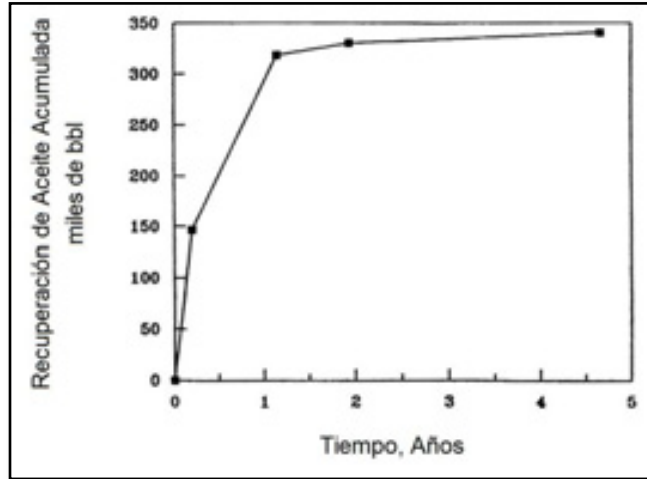


Figura 5.100 - Producción de aceite acumulado vs. tiempo.

### 5.10.3 Control de la movilidad en una inyección de químicos, sistema lineal.

El desplazamiento efectivo del aceite en una inyección de químicos requiere de una relación de movilidad favorable entre el bache de químicos y el banco de aceite desplazado por el bache. Cuando la razón de movilidad no es favorable, el bache de químicos podría sufrir el efecto de digitación dentro del banco de aceite, en donde la dispersión y el mezclado podrían hacerlo ineficiente.

El diseño de la movilidad para el bache de químicos es la mínima del total de la movilidad relativa para el sistema aceite-agua, y puede ser escrita de la siguiente forma:

$$\lambda_{rd} = \min(\lambda_{rw} + \lambda_{ro}), \dots \dots \dots (5.43)$$

En donde  $\lambda_{rd}$  = diseño de movilidad,  $cp^{-1}$ ;  $\lambda_{rw} = k_{rw}/\mu_w$ , y  $\lambda_{ro} = k_{ro}/\mu_o$  para  $S_{iw} \leq S_w \leq 1 - S_{orc}$ .

En la mayoría de los casos es necesario ajustar la viscosidad del bache de químicos, de manera que la movilidad efectiva sea igual o menor que el diseño de movilidad, si la saturación promedio del agua en el bache de químicos es cercana a  $1 - S_{orc}$ , entonces la movilidad del bache de químicos se puede aproximar de la siguiente manera:

$$\lambda_c = \frac{k_{rw} @ (1 - S_{orc})}{\mu_c}, \dots \dots \dots (5.44)$$

En donde  $\mu_c$  = viscosidad aparente del bache de químicos,  $cp$ .

La viscosidad del bache de químicos se obtiene con la ecuación 5.44 cuando se conoce el diseño de movilidad, si la saturación de agua promedio en el bache es menor a  $1 - S_{orc}$ , la movilidad promedio en la región detrás del frente de la inyección de químicos debe ser calculada para estimar la viscosidad requerida por el bache de químicos.<sup>20</sup>

**Ejemplo 5.10 - Control de Movilidad, para un bache de químicos en un yacimiento @ ROS.**

Considere el yacimiento del ejemplo 5.9, con la ROS de inyección de agua = 0.30, se pretende diseñar un proceso de inyección de químicos, el cual reducirá la saturación de aceite hasta 0.10 de acuerdo a los experimentos en núcleos; para este ejemplo se supone que la viscosidad del químico inyectado puede ser alterada por cambios menores en la composición o por la adición de un viscosificador no absorbible. Determine la viscosidad diseñada de la solución química y el desempeño del desplazamiento en función del tiempo, use el yacimiento y las propiedades de fluidos del ejemplo 5.9, con la excepción de que las curvas de permeabilidad relativa para la inyección de químicos cambian en respuesta a la evolución de la saturación de aceite y a la baja IFT.

La tabla 5.16 muestra los valores usados en la expresión para las permeabilidades relativas; los valores de  $m$  y  $n$  disminuyen para la inyección de químicos debido a los valores ultrabajos de IFT entre el aceite y la solución química. El valor de  $\alpha_2$  incrementa debido a la reducción en la saturación de aceite incrementa a  $k_{rw}$  @  $S_{orc}$ . El gasto de inyección es constante @ 2,000 B/D.

TABLA 5.16 – VALORES USADOS EN LA EXPRESIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS.

	Inyección de Agua	Inyección de Químicos
$\alpha_1$	0.8	0.8
$\alpha_2$	0.2	0.4
$m$	1.5	1.2
$n$	2.5	1.1
$S_{iw}$	0.35	0.35
$S_{orw}$ o $S_{orc}$	0.30	0.10

Solución:

El primer paso es determinar el diseño de movilidad para mantener el control de movilidad entre el bache de químicos y el banco de aceite-agua del bache, las movilidades relativas totales fueron calculadas para un rango de saturaciones ( $S_{iw} < S_w < 1 - S_{orc}$ ) con las propiedades de la inyección de agua y los valores seleccionados en la tabla 5.17, y graficados en la figura 5.101.

TABLA 5.17 – RESUMEN DE LOS CÁLCULOS REALIZADOS PARA DETERMINAR LA MOVILIDAD DEL BACHE QUÍMICO CON UN DISEÑO DE CONTROL DE MOVILIDAD, EJEMPLO 5.10

$S_w$	$K_{ro}$	$\lambda_{ro}$ ( $cp^{-1}$ )	$K_{rw}$	$\lambda_{rwc}$ ( $cp^{-1}$ )	$\lambda_{z}$ ( $cp^{-1}$ )
0.3500	0.8000	0.0800	0.000	0.0000	0.0800
0.3640	0.7525	0.0752	0.0001	0.0001	0.0753
0.3780	0.7059	0.0706	0.0004	0.0004	0.0710
0.3920	0.6604	0.0660	0.0010	0.0010	0.0670
0.4060	0.6159	0.0616	0.0020	0.0020	0.0636
0.4200	0.5724	0.0572	0.0036	0.0036	0.0608
0.4340	0.5300	0.0530	0.0056	0.0056	0.0586
0.4480	0.4888	0.0489	0.0083	0.0083	0.0572
0.4620	0.4486	0.0449	0.0116	0.0116	0.0564
0.4760	0.4096	0.0410	0.0156	0.0156	0.0565
0.4900	0.3718	0.0372	0.0202	0.0202	0.0574
0.5040	0.3353	0.0335	0.0257	0.0257	0.0592
0.5180	0.3000	0.0300	0.0319	0.0319	0.0619
0.5320	0.2660	0.0266	0.0390	0.0390	0.0656
0.5460	0.2335	0.0233	0.0469	0.0469	0.0703
0.5600	0.2024	0.0202	0.0558	0.0558	0.0760
0.5740	0.1728	0.0173	0.0655	0.0655	0.0828
0.5880	0.1448	0.0145	0.0763	0.0763	0.0907
0.6020	0.1185	0.0119	0.0880	0.0880	0.0998
0.6160	0.0941	0.0094	0.1007	0.1007	0.1101
0.6300	0.0716	0.0072	0.1145	0.1145	0.1216
0.6440	0.0512	0.0051	0.1293	0.1293	0.1345
0.6580	0.0333	0.0033	0.1453	0.1453	0.1486
0.6720	0.0181	0.0018	0.1624	0.1624	0.1642
0.6860	0.0064	0.0006	0.1806	0.1806	0.1812
0.7000	0.0000	0.0000	0.2000	0.2000	0.2000

La inspección de la tabla 5.17 y la figura 5.101 muestra que la movilidad mínima del banco de aceite-agua es de  $0.0564\text{ cp}^{-1}$ .

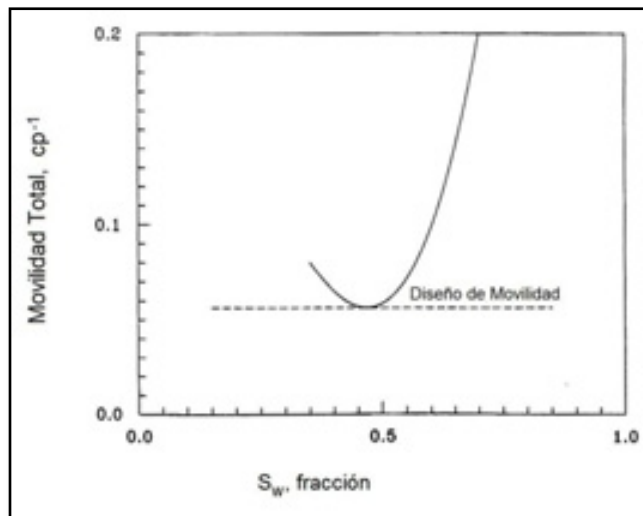


Figura 5.101 - Variación de la movilidad relativa total con la saturación para el banco de aceite/agua.

Para encontrar la saturación del frente de inyección del bache de químicos, se debe suponer una saturación promedio de agua detrás del frente de inyección de químicos, para así calcular la movilidad del bache de químicos, una estimación inicial de la movilidad de este bache obtenida de la ecuación 5.43 en donde  $k_{rw} @ 1-S_{orc} = \alpha_2 = 0.4$ , es la de  $0.0564 = 0.4/\mu_c$ . Por lo tanto,  $\mu_c = 7.09\text{ cp}$ .

La viscosidad promedio aparente del bache de químicos es de 7.09 cp, pero se incrementara hasta 8.0 cp para cubrir las incertidumbres en los cálculos.

La figura 5.102 muestra las curvas de flujo fraccional para la inyección de químicos ( $\mu_c = 8$  cp), la retención del químico en el sistema es la misma que la del ejemplo 5.9; así que  $D_i = 0.48$ . La tangente de  $(-0.48, 0)$  interseca la curva de flujo fraccional  $f_w^* - S_w^*$  en  $f_w^* = 1.0$  y  $S_w^* = 0.9$  (después del redondeo), así que no habrá producción de aceite después de la ruptura del bache de químicos y la movilidad promedio del bache para este ejemplo fue estimada correctamente. La tangente a  $f_w^* - S_w^*$  interseca la curva  $f_w - S_w$  en  $f_{w1} = 0.758$  y  $S_{w1} = 0.566$ , en donde  $S_{w1}$  es la saturación de agua en el banco de aceite delante del bache de químicos. La figura 5.102 muestra además, la saturación del frente de la inyección de agua  $S_{wf}$ ; en este caso  $S_{wf} > S_{w1}$  y se forma un solo banco de aceite con la saturación de  $S_{w1}$ , como se muestra en la figura 5.97.

Los valores de las saturaciones y los flujos fraccionales obtenidos de la figura 5.102 son:  $S_{w3}^* = 0.90$ ,  $f_{w3}^* = 1.00$ ,  $f_{w2}^* = 0.725$ ,  $S_{w1} = 0.566$ ,  $f_{w1} = 0.758$ ,  $f_{wf} = 3.537$ ,  $S_{wf} = 0.580$ ,  $f_{wf} = 0.814$ .

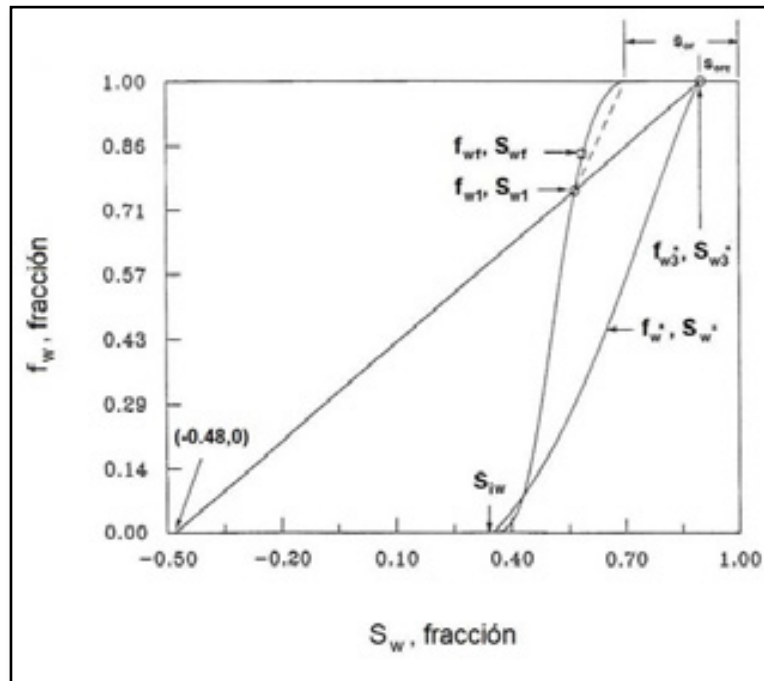


Figura 5.102 - Curvas de Flujo fracciona para una inyección de químicos en un yacimiento @ ROS de la inyección de agua.

Debido a que la saturación inicial de aceite es  $S_{orw}$ , se forma un banco de aceite que tiene una saturación de agua  $S_{w1}$ ; el frente del banco de aceite viaja a una velocidad dada por la ecuación 4.17. No se produce aceite hasta que el banco de aceite alcanza el final del sistema lineal.

$$\begin{aligned}
 v_{D0} &= \frac{1 - f_{w1}}{1 - S_{or} - S_{w1}} \\
 &= \frac{1 - 0.758}{1 - 0.3 - 0.566} \\
 &= 1.806
 \end{aligned}$$

el banco de aceite llega al final del sistema lineal cuando:

$$\begin{aligned}
 t_{D1} &= 1/v_{D0} \\
 &= 0.554
 \end{aligned}$$

El agua es producida para  $0 < t_D < 0.554$ , el banco de aceite es producida a un corte de aceite constante, la WOR es:

$$\begin{aligned}
 F_{wo} &= f_{w1}/(1 - f_{w1}) \\
 &= 0.758/(1 - 0.758) \\
 &= 3.13
 \end{aligned}$$

El bache de químicos viaja a una velocidad específica igual a  $f'_{w3}$ , por lo tanto el bache alcanza el final del sistema cuando:

$$\begin{aligned}
 t_{D3} &= 1/f'_{w3} \\
 &= 1/0.725 \\
 &= 1.379
 \end{aligned}$$

La figura 5.103 muestra un perfil de saturación @  $t_D = 0.4$ ; por que  $S_{w3}^* = 1 - S_{orc}$  en este ejemplo, no hay producción de aceite después de la llegada del bache de químicos; la curva de recuperación de aceite acumulado en este punto es:

$$N_p = \frac{(S_{or} - S_{orc})V_p}{B_o}$$

Del ejemplo 5.9,  $B_o = 1.0$ ,

$$\begin{aligned}
 V_p &= \frac{(660 \text{ ft})(20 \text{ ft})(1,320 \text{ ft})(0.2)}{5.16 \text{ ft}^3/\text{bbl}} \\
 &= 620,623 \text{ bbl},
 \end{aligned}$$



Y

$$N_p = (0.3 - 0.1)(620,623)$$

$$= 124,125 \text{ bbl}$$

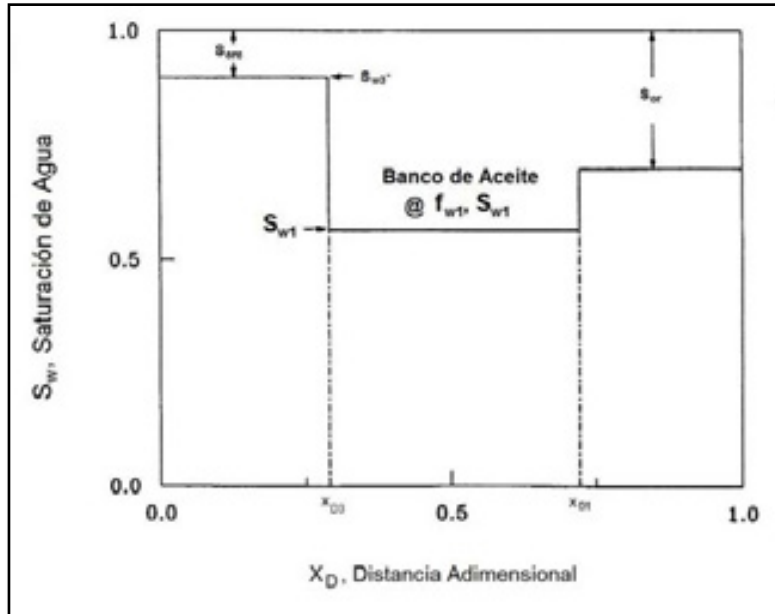


Figura 5.103 – Perfil de Saturación @  $t_D = 0.4$ .

En este ejemplo, la producción acumulada de aceite es una función lineal de  $t_D$  para  $t_D > t_{D1}$ , por lo tanto, para  $t_{D1} < t_D < t_{D3}$ ,

$$N_p = \frac{(S_{or} - S_{orc})V_p}{B_o} \left( \frac{t_D - t_{D1}}{t_{D3} - t_{D1}} \right)$$

La tabla 5.18 muestra los resultados de la producción para esta inyección de químicos.

TABLA 5.18 – DESEMPEÑO DEL DESPLAZAMIENTO POR LA INYECCIÓN DE QUÍMICOS EN UN YACIMIENTO A UNA SATURACIÓN RESIDUAL IGUAL A LA SATURACIÓN DESPUÉS DE LA INYECCIÓN DE AGUA.

$t_D$	t (días)	$N_p$ (bbl)	$q_o$ (B/D)	$q_w$ (B/D)	$F_{wo}$
0 a 0.554	0 a 1,719	0	0	200	--
0.554 +	1,719	0	48.4	156.6	3.13
0.6	1,862	6,921	48.4	156.6	3.13
0.7	2,172	21,966	48.4	156.6	3.13
0.8	2,482	37,011	48.4	156.6	3.13
0.9	2,793	52,057	48.4	156.6	3.13
1.0	3,103	67,103	48.4	156.6	3.13
1.1	3,413	82,148	48.4	156.6	3.13
1.2	3,724	97,194	48.4	156.6	3.13
1.3	4,034	112,239	48.4	156.6	3.13
1.379	4,279.2	124,125	0	200	--

## **5.11 Criterio y Procedimientos de Diseño.**

Esta sección se enfoca en el criterio general requerido para una inyección micela/polímero y en el diseño de un bache de químicos. Se describirá un procedimiento de diseño para determinar la viscosidad de los baches de químicos y de polímeros para mantener el control de la movilidad.

Es claramente necesario tener un buen entendimiento de la geología del yacimiento y de los procesos de recuperación primaria y secundaria precedentes a la implementación de una inyección polímero-micela.

### **5.11.1 Criterio general para una inyección eficiente polímero-micela.**

Una serie de criterios generales deben cumplirse para que una inyección de químicos se realice con eficiencia aceptable.

1. Baja IFT entre el bache primario de químicos y el banco de aceite.
2. Baja IFT entre el reductor de movilidad y el bache primario de químicos.
3. Razón de movilidad favorable entre el bache de químicos y el banco de aceite.
4. Razón de movilidad favorable entre el reductor de movilidad y el bache primario de químicos.
5. Mantenimiento de la integridad del bache de químicos, es decir, la prevención de las pérdidas de surfactante que degrada seriamente al bache.

El diseño de un proceso que considere estos factores típicos, involucra un importante trabajo de laboratorio con el sistema específico roca-químicos de interés. El modelado matemático del proceso y las consideraciones económicas son usualmente requeridos.

### **5.11.2 Enfoque general en el diseño.**

El diseño de un proceso micela-polímero es un proceso complejo, el proceso comienza con el aceite crudo del yacimiento (o aceite equivalente), la composición de la salmuera en el yacimiento, y la composición del agua que se requiera inyectar a temperatura de yacimiento. La selección de un surfactante y de un cosurfactante (si es necesario) que proporcionen parámetros de solubilización altos, a la salinidad del yacimiento, es el punto crítico del proceso. Esta selección es requerida para obtener las tensiones interfaciales (IFT's) ultrabajas necesarias para un desplazamiento efectivo; la composición de la solución surfactante/cosurfactante depende de varios parámetros, que incluyen por lo menos, los tipos de surfactante/cosurfactante, aceite del yacimiento, tipo y composición de la salmuera, compatibilidad del polímero, pH, y temperatura. No existen ecuaciones disponibles para calcular primeramente los efectos de estos parámetros, las condiciones óptimas deben ser determinadas a través de una serie de experimentos que involucren el comportamiento de fase y las mediciones de las tensiones interfaciales.

Además es importante entender el comportamiento de un sistema químico en tanto fluye a través del yacimiento, la integridad de los baches de químicos deben mantenerse durante algún periodo de flujo mínimo aceptable. Una vez más, si no se tienen los datos necesarios, no existen ecuaciones disponibles, y por lo tanto es conveniente llevar a cabo en el laboratorio los estudios de inyección en núcleos necesarios.

Salter discute la selección del surfactante para la inyección de químicos en regiones de baja y alta salinidad, la selección de un surfactante involucra la identificación de los surfactantes que tienen el potencial de proporcionar parámetros de alta solubilidad. Además es necesario determinar que estructuras están comercialmente disponibles o que puedan ser manufacturadas.

Una vez que los candidatos han sido identificados, se deben de llevar a cabo exhaustivos experimentos de comportamiento de fase, en el rango de parámetros de interés y esto será como una selección inicial.

En el desarrollo del programa experimental para el diseño del bache de químicos, hay que considerar la salinidad óptima y la manera en que se alcanza en el yacimiento de interés, para ello hay que tomar en cuenta los siguientes puntos:

1.- La salinidad óptima del bache micelar puede ser ajustada de tal modo que pueda ser igual o aproximadamente igual a la salinidad de la salmuera en el yacimiento, considerando el contenido de iones divalentes de la salmuera y los iones divalentes que pudieran añadidos a la solución por disolución o por intercambio catiónico. Esto podría ser difícil si la salinidad es alta o existen grandes cantidades de iones divalentes, en este caso será necesario usar un surfactante sintético tolerante a la salinidad.

2.- Se puede usar un preflush delante del bache micelar para ajustar la salinidad del yacimiento o las concentraciones de iones divalentes a un nivel deseado, los preflushes de alto pH precipitaran iones divalentes; cabe mencionar que los preflushes requieren un gran volumen. Los preflushes no siempre previenen el mezclado de un bache micelar con la salmuera original de yacimiento y por lo general es descartado como un método del control de la salinidad en el proceso de diseño. Si se sabe cuando una inyección de agua se comportara como lo haría una inyección micela/polímero, entonces la salmuera de la inyección de agua puede ser ajustada a la salinidad deseada.

3.- El concepto de gradiente de salinidad puede ser aplicado considerando la salinidad de la salmuera en el yacimiento y ajustando las salinidades del bache micelar y el control de movilidad del bache, para optimizar la recuperación.

Si una de estas consideraciones puede ser establecida previa al diseño, el trabajo experimental puede ser enfocado en términos de los requerimientos de salinidad, lo cual conducirá a una reducción de tiempo y esfuerzo. Otra diferencia en la filosofía de diseño, es el uso de un bache relativamente grande de una baja concentración de surfactante vs. un bache pequeño de alta concentración de surfactante.

### 5.11.3 Comportamiento de Fase y Mediciones de IFT.

Una vez que los requerimientos generales de salinidad están definidos, los experimentos de comportamiento de fase pueden ser enfocados a seleccionar los sistemas candidatos. Debido a que la salinidad óptima para el comportamiento de fase es muy cercana a las salinidades óptimas para la Tensión Interfacial (IFT) y la recuperación de aceite, la medición de los parámetros de solubilidad pueden ser usados como una ventana operacional inicial.<sup>32</sup>

Un procedimiento es establecer la composición del bache micelar y medir los parámetros de solubilización a medida que la salinidad varía. Si la salinidad óptima para el sistema es cercana a la salinidad deseada, el sistema se vuelve un candidato para un estudio posterior, esto se puede repetir para cualquier número deseado de combinaciones de composiciones de baches. La salinidad puede modificarse mediante el uso de una sal común, como el NaCl, pero en algún punto la actual salmuera del yacimiento o una salmuera sintética que simule la salmuera del yacimiento deben ser utilizadas, entonces se puede medir la IFT en un sistema micelar que pase el criterio de comportamiento de fase. Las mediciones de IFT pueden ser hechas en la vecindad de la salinidad óptima, además, es posible estimar los valores de IFT.

En algún punto en el programa experimental, los sistemas micelares deben ser revisados para determinar su compatibilidad con el polímero, si el polímero debe ser añadido al bache micelar, esto debería ser hecho antes de que las inyecciones en núcleos sean realizadas. Debido a que los fluidos son no-newtonianos, el efecto de la velocidad de corte en la viscosidad debe ser considerado.

### 5.11.4 Inyección en Núcleos.

Para aquellos sistemas que hayan pasado en criterio de comportamiento de fase y de IFT, las inyecciones en núcleos se llevaran a cabo para evaluar en comportamiento del desplazamiento a través del medio poroso; se recomienda usar núcleos del yacimiento de interés en por lo menos algunas de las pruebas. Las inyecciones en núcleos deben realizarse a temperatura de yacimiento, estas pueden ser utilizadas para medir los factores de adsorción, intercambio catiónico, efecto del tamaño del bache micelar y la eficacia del control de la movilidad, además, si se utiliza el concepto de gradiente de salinidad en el diseño este puede ser evaluado en las inyecciones.<sup>20</sup>

### 5.11.5 Control de la Movilidad.

Los sistemas de baches de químicos deben de estar diseñados de tal manera que permitan una favorable relación de movilidad entre el bache micelar y el banco de aceite y entre el borde delantero del bache de polímero y el bache micelar.

Por lo general los datos de permeabilidad relativa están disponibles, pero las saturaciones en el banco de aceite no se conocen y la movilidad total no puede ser calculada. Se sugiere, el uso de las permeabilidades relativas para graficar la

movilidad total en función de la saturación, como se observa en la figura 5.104, la curva pasara por un mínimo en alguna saturación.

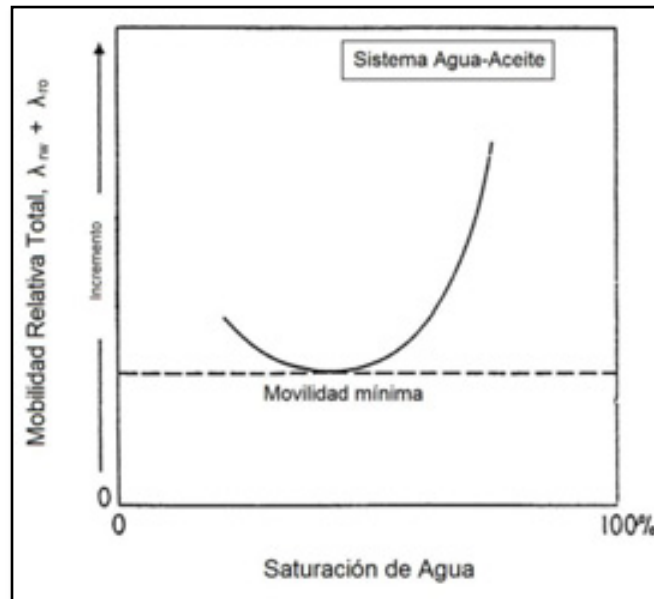


Figura 5.104 – Movilidad relativa total vs. Saturación de agua.

La movilidad relativa total mínima, se toma como diseño para el control de la movilidad del bache micelar, si este bache tiene una movilidad relativa igual o menor que esta mínima, la razón de movilidad será favorable.

Una vez que se tiene la movilidad del bache micelar, la movilidad del bache de polímeros se fija a un valor menor, para mantener el control de la movilidad en la interface bache de polímeros-bache micelar; debido a que las soluciones de polímeros son no-newtonianos, hay que considerar la velocidad de corte.

Gogarty *et al.*, midieron en tres diferentes baches de químicos, la movilidad relativa de los baches en función de la velocidad frontal, en la figura 5.105 se muestran los resultados. La movilidad relativa es función del gasto, indicando la naturaleza no-Newtoniana de los baches, los baches 2 y 3 satisfacen el criterio de diseño a las velocidades esperadas en el yacimiento, excepto en la región más cercana al pozo.

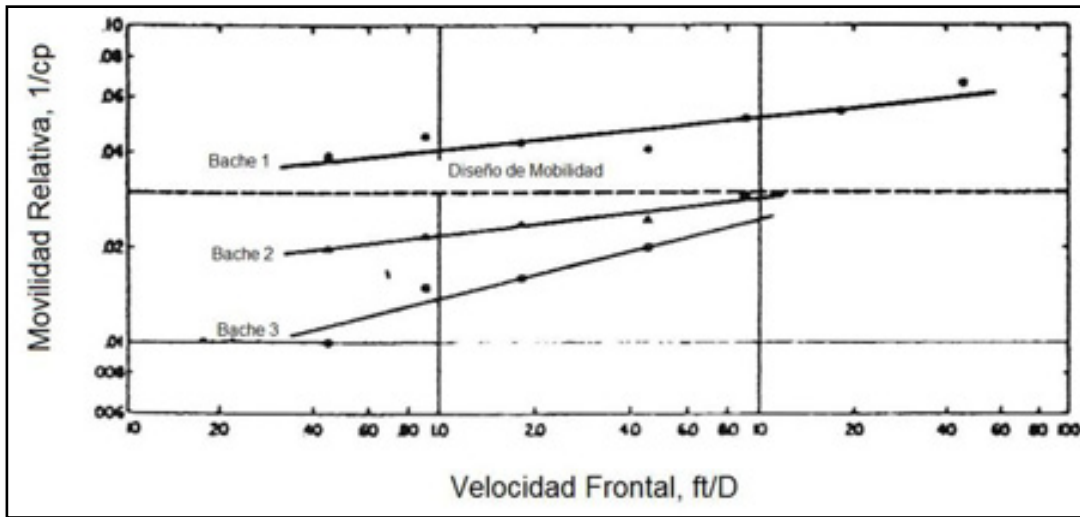


Figura 5.105 – Efecto de la composición del bache en el diseño de control de movilidad.

### 5.11.6 Modelado del Proceso.

Los modelos descritos anteriormente pueden ser usados para describir los mecanismos y el comportamiento general, pero son de uso limitado en el diseño, y por lo general se requiere del uso de simuladores computarizados relativamente sofisticados.

### 5.12 Experiencia en Campo.

Los procesos micela-polímero han sido ampliamente evaluados en campo, pero han tenido limitaciones comerciales para su aplicación.<sup>20</sup> La tabla 5.19 muestra los datos generales obtenidos de tres ejecuciones a gran escala en campo. La complejidad y el alto costo de los procesos hacen poco favorable su aplicación, especialmente cuando el precio del aceite es bajo, y desde 1980 no han existido nuevos proyectos micela-polímero.

TABLA 19 – RESULTADOS DE LOS PROCESOS MICELAR - POLÍMERO REALIZADOS EN CAMPO.<sup>20</sup>

	<u>Marathon</u>	<u>Exxon</u>	<u>Conoco</u>
Nombre del Yacimiento	Robinson (proyecto M-1)	Weller Sand (Loudon field)	Second Wall Creek (Big Muddy field)
Litología	Arenisca	Arenisca	Arenisca
Aérea de inyección, acres	407	0.71	90
Patrón de inyección	Cinco puntos	Cinco puntos (pozo productor en el centro)	Cinco puntos
Espaciamiento, acre	2.5; 5.0	-	10
Permeabilidad, md	103	67 a 189	56
Porosidad, %	18.9	19.5	20.0
Espesor, ft	0 a 60; promedio 27.8	8 a 28; promedio 15.6	65
Profundidad, ft	< 1,000	1,400 a 1,600	3,100
Temperatura, °F	72	78	115
Viscosidad del Aceite, cp	5 a 6	5.0	5.0
°API	36		
Geología	Lentes de arena aislados.	Deposito deltaico, granos de arena finos a muy finos.	Zona de Baja presión.
Inyección terciaria o secundaria	Terciaria	Terciaria	Terciaria
Saturación de aceite al inicio de la inyección (zona de barrido), % PV	40	24.1	32
Tipo de surfactante del bache químico	Sulfonato de aceite	RO(C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> O) <sub>m</sub> (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> O) <sub>n</sub> SO <sub>3</sub> Na	Sulfonatos sintéticos
Concentración de Surfactante (activo), wt%	10	2.3	3
Tipo de Cosurfactante	Hexanol	-	Alcohol Isobutil
Concentración de cosurfactante, wt%	7.5	2.65	-
Agua, wt%	80	96	-
Sales, wt%	2.5	96	-
Polímero en el bache	No	Si, biopolímero	Si, policrilamida, 2,200 ppm
ph	6.5 a 7.5	5.2	-
Otros aditivos	Acido cítrico, 500 ppm	Formaldehído, ácido cítrico, 90 mg/L	-
Viscosidad, cp	< 40	28	12
Tamaño del Bache, % PV	10	30	10.2
Agua de formación, mg/L	16,575	104,00	Salmuera de preflush
Ca	166	2,840	-
Mg	118	1,210	-
Salinidad	-	70% salinidad de la formación	0.4 wt%
Fecha del inicio del proceso de inyección	Febrero 1977	Agosto 1982	1980 (preflush)
Recuperación Terciaria			Enero 1981 (químicos)
Fecha	Septiembre 1983	Noviembre 1983	-
Recuperación de Aceite	Ver Figura 7.106	68% del aceite residual por la inyección de agua; ver figuras 7.107 y 7.108	14% del aceite al inicio del proceso

**Proyecto Marathon M-1.** El proyecto *M-1* de la *Marathon Oil Co.* fue una aplicación comercial a gran escala en campo de la inyección micelar/polímero en el yacimiento de arenas *Robinson*. Involucro un área de 407 acres, cerca del 60% del área del proyecto se desarrollo con arreglos de cinco puntos (five-spot) y un área de 2.5 acres, el área remanente se desarrollo con patrones de

desplazamiento de cinco puntos y un área de 5 acres. El proyecto *M-1* fue designado para determinar el efecto de los patrones de espaciamento en el desempeño del desplazamiento. El sistema de surfactante fue formulado con sulfonatos de petróleo y otros cosurfactantes. La inyección empezó en 1977 con un bache de surfactante del 0.1 PV en cada patrón, seguido de una solución de control de movilidad del 1.05 PV, que fue desplazada por medio de agua inyectada. En la figura 5.106 se muestra la respuesta de la producción del proyecto.

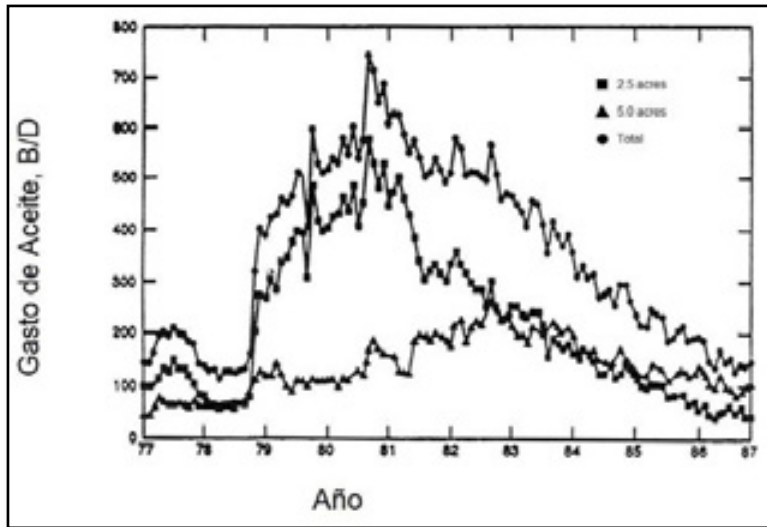


Figura 5.106 - Proyecto M-1.

La recuperación final de este proyecto fue estimada en 1,397,000 bbl de aceite, o 21% del OOIP al principio del proyecto. La recuperación fue del 807,000 bbl (22.3%) de los arreglos de 2.5 acres y 590,000 bbl (19.4%) fue de los arreglos de 5 acres. Las recuperaciones fueron significativamente menores a las esperadas en los estudios de laboratorio, las recuperaciones menores se atribuyeron a la pobre eficiencia de barrido volumétrica y a los efectos de salinidad/dureza.

**Campo Conoco Big Muddy, Inyección de baja tensión.** En el proyecto de la *Conoco Inc.* en su campo *Big Muddy*, se utilizó un proceso de inyección de baja tensión y fue un proyecto de demostración a escala comercial. El yacimiento *Well Creek* fue agotado por las extensas inyecciones de agua antes de comenzar la inyección de baja tensión. El proyecto con un área de 90 acres fue inyectado usando patrones de 5 puntos (five-spot) de 10 acres. El agua de formación tenía una concentración relativamente baja de iones divalentes. Consecuentemente, el sistema de surfactante fue formulado con un sulfonato de petróleo y un alcohol isobutil. Se usó un gradiente de salinidad pequeño entre el surfactante y el reductor de movilidad; a este proyecto de demostración en campo le precedió un proyecto piloto.

La producción de aceite fue de 290,000 bbl, la cual fue casi la cuarta parte de la recuperación esperada, la falta de concentración del líquido fue la causa primaria de la pobre recuperación, además de la migración de los fluidos desplazantes de



la zona del proyecto como consecuencia de las malas técnicas de terminación de los pozos antiguos, las fracturas en el yacimiento y a la no intencional perdida de presión.

**Prueba Exxon en el campo Loudon.** La prueba *Exxon* en el campo *Loudon*, (tabla 5.19) es la tercera de una serie de pruebas a nivel de campo para evaluar el sistema de surfactante en el campo *Loudon*. La primer prueba en campo, descrita por *Pursley et al.*, muestra que un prelavado no protegería el bache de surfactante y que se requeriría un surfactante tolerante a la salinidad.

El sistema tolerante a la salinidad desarrollado por *Exxon*, fue usado en las tres pruebas, todas ellas involucraron la inyección de 0.3 PV de un bache de surfactante, seguido de un empuje por polímero y agua de empuje. En la primera prueba en campo se uso un patrón de cinco puntos de 0.68 acres, para determinar la eficiencia de recuperación de aceite y la pérdida de surfactante. La segunda prueba con un patrón de cinco puntos de 0.71 acres, esta prueba fue para determinar el efecto del tamaño del bache en la recuperación para demostrar que el Formaldehído fuera un efectivo Biocida para prevenir la biodegradación del biopolímero polisacárido, y desarrollar métodos rentables para romper las emulsiones producidas aceite/salmuera/surfactante. En la figura 5.107 se muestra la producción obtenida del proyecto, la recuperación fue del 68% del aceite residual de la inyección de agua inicialmente presente.

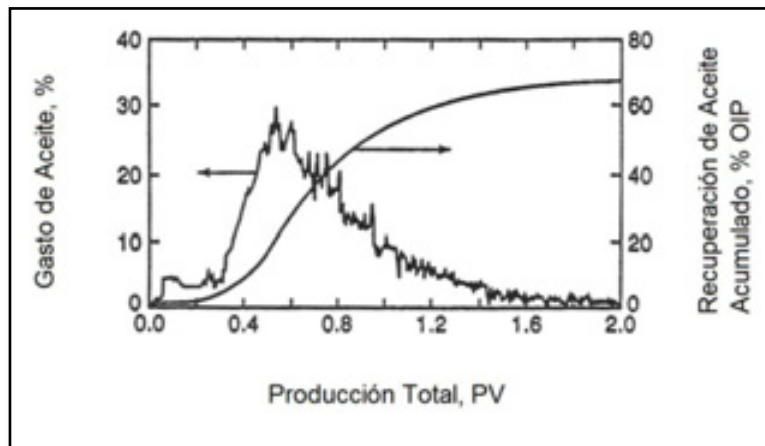


Figura 5.107 - Gasto de aceite y Recuperación acumulada.

La figura 5.108 muestra la producción de los diferentes baches en el pozo central del proyecto de Exxon; los datos se muestran como concentraciones normalizadas para las concentraciones inyectadas. El Formaldehído estuvo presente en los baches de surfactante y de polímero, el metanol se uso como un trazador para el bache de surfactante. El retraso en el avance del surfactante refleja la retención de este en el medio poroso, sin embargo, la adsorción fue estimada cerca de 0.08 mg/g de roca o menor, el cual es bastante bajo y resulta ser favorable. La razón para esta baja adsorción es por la condición anaeróbica (reducción) del yacimiento, existe un retraso en el avance del polímero, reflejando una retención relativamente grande en el yacimiento.

La tercera prueba de campo fue diseñada para evaluar este sistema de surfactante con áreas de 2.5 y 5.0 acres; la prueba de 40 acres consistió de nueve arreglos contiguos de cinco puntos de 2.5 acres. La recuperación de aceite promedio un 27% del OOIP al principio del proyecto. La prueba de 80 acres consistió de nueve arreglos contiguos de cinco puntos de 5 acres, la recuperación de aceite fue del 33% del OOIP, al principio del proyecto.

La recuperación fue significativamente menor que la anticipada, esto se atribuye a un fallo en el banco de polímeros al propagarse a través del yacimiento, ya que no se comportó tal como se diseñó.

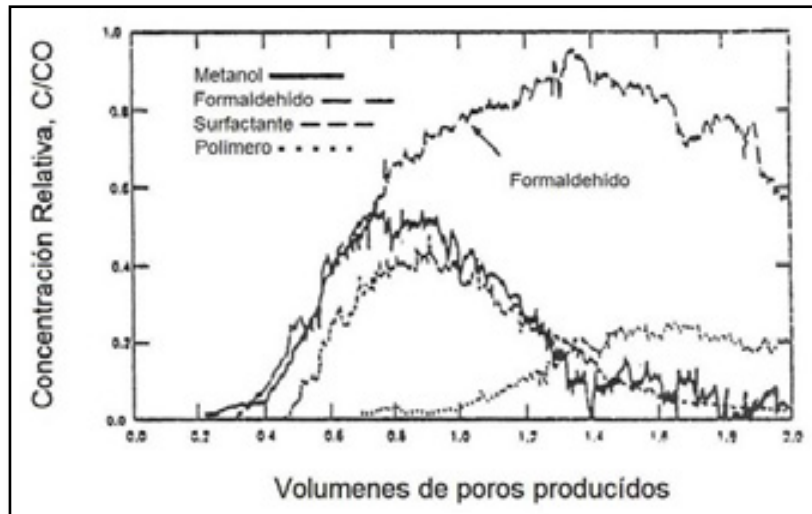


Figura 5.108 - Transporte por químicos y Producción del pozo N° 20.

**Resultados de los Proyectos.** La demostración Marathon M-1 no resultó ser económica, según los datos de la Conoco y de las pruebas de Exxon, esto no sería positivo a los precios del petróleo existentes en ese entonces, 1986-90 (menos de \$20/bbl). Para que el proceso resultara económicamente atractivo, se necesitarían precios del petróleo entre \$25 a \$30/bbl (valor en dólares en 1990) de acuerdo al análisis en ese entonces.

Los tres proyectos se realizaron en yacimientos de areniscas, debido a los problemas asociados con la alta salinidad y especialmente por las altas concentraciones de iones divalentes, los procesos micela/polímero no han sido utilizados en yacimientos de carbonatos; además estos yacimientos tienden a ser más heterogéneos y a tener permeabilidades más bajas que los yacimientos de areniscas, lo cual repercute de manera negativa a los procesos.

### 5.13 Inyección Alcalina.

En la inyección alcalina, se inyecta un sistema químico con un alto pH, si el aceite del yacimiento contiene suficientes “componentes saponificables”, ocurrirá una reacción en donde se formaran surfactantes in situ. En la mayoría de la literatura los “componentes saponificables” son descritos como ácidos orgánicos (petroleum acids), aunque su estructura no se conoce, no todos los “componentes

saponificables” o “jabonosos” que forman surfactantes son hidrocarburos ácidos. Varios mecanismos, incluyendo la reducción de IFT, contribuyen a una mejor eficiencia de desplazamiento del aceite como resultado de la formación de surfactante; los procesos generalmente han sido aplicados en aceites con una gravedad API relativamente baja.

Los altos costos de los sistemas micela/polímero y el costo relativamente bajo de los agentes alcalinos fomentan a la modificación de los procesos. La inyección alcalina de cosurfactante mejorado, es una modificación del proceso básico en donde un surfactante (se le llama cosurfactante al surfactante formado in situ) es inyectado con el químico alcalino, el efecto complementario del cosurfactante mejora el desempeño del proceso.

El control de la movilidad puede mejorar a la eficiencia de desplazamiento en las inyecciones alcalinas, en la mayoría de los casos, se usa polímero como un reductor de movilidad para desplazar el bache primario. Además, es común realizar un preflush antes de la inyección del bache primario para acondicionar el yacimiento.<sup>30</sup>

**5.13.1 Químicos empleados y formación de surfactantes in situ.**

Varios agentes alcalinos diferentes han sido utilizados, incluyendo el hidróxido de sodio, orto-silicato de sodio, carbonato de sodio, hidróxido de amonio y carbonato de amonio, Los primeros tres son los más ampliamente considerados. En la figura 5.109 se comparan varios materiales alcalinos, en la tabla 5.20 se comparan las propiedades seleccionadas de los materiales alcalinos.

TABLA 5.20 – ALGUNAS PROPIEDADES DE AGENTES ALCALINOS.

	Formula	Peso Molecular	pH de 1-wt% de Solución Alcalina			Solubilidad	
			0% NaCl	1% NaCl	Na <sub>2</sub> O (%)	Agua fría (g/100 cm <sup>3</sup> )	Agua caliente (g/100 cm <sup>3</sup> )
Hidróxido de Sodio	NaOH	40	13.15	12.5	0.775	42	347
Ortosilicato de Sodio	Na <sub>4</sub> SiO <sub>4</sub>	184	12.92	12.4	0.674	15	56
Metasilicato de Sodio	Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub>	122	12.60	12.4	0.508	19	91
Amoníaco	NH <sub>3</sub>	17	11.45	11.37	-	89.9	7.4
Carbonato de Sodio	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	106	11.37	11.25	0.585	7.1	45.5

El proceso depende de la reacción alcalina con los hidrocarburos ácidos en el aceite crudo para formar surfactantes in situ.

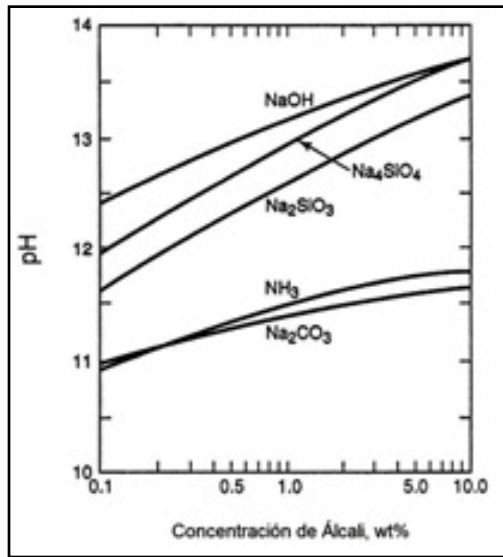


Figura 5.109 - pH vs. Químicos alcalinos comúnmente usados.

Existen numerosos hidrocarburos ácidos además de varían en su composición. La adición de químicos alcalinos genera un alto pH debido a la disociación de la fase acuosa, el NaOH, por ejemplo, se disocia de la siguiente manera:



El equilibrio de la disociación del agua está dado por:

$$K = \frac{[OH^-][H^+]}{[H_2O]}, \dots \dots \dots (5.46)$$

En donde los corchetes indican las concentraciones molares y un incremento en [OH<sup>-</sup>] genera un decremento en [H<sup>+</sup>]. La concentración de agua es esencialmente constante. El pH se define como:

$$pH = -\log_{10}[H^+], \dots \dots \dots (5.47)$$

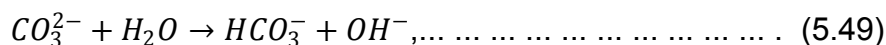
El pH de la solución incrementa si log[H<sup>+</sup>] es un número negativo.

Note que para un pH=7.0 del agua, la concentración de [H<sup>+</sup>] es de 10<sup>-7</sup>.

El Carbonato de Sodio se disocia de la siguiente manera:



Seguido de la reacción de hidrólisis:



La disociación de los componentes del Silicato de Sodio es compleja, involucrando la formación de especies oligomericas. Consecuentemente, la disociación no puede ser representada por una sola ecuación química. El ion hidróxido debe de reaccionar con el hidrocarburo ácido del aceite crudo para formar un surfactante. Un mecanismo general se muestra en la figura 5.110, parte del hidrocarburo acido en el aceite crudo se fracciona en la fase acuosa de acuerdo con la siguiente expresión de solubilidad:

$$K_D = \frac{[HA_o]}{[HA_w]} \dots \dots \dots (5.50)$$

En donde  $K_D$  = distribución o coeficiente de partición,  $HA_o$  y  $HA_w$  denotan al acido orgánico en la fase aceite y en la fase agua, respectivamente.

$$HA_o \rightleftharpoons HA_w, \dots \dots \dots (5.51)$$

Como se muestra en la figura 5.110.

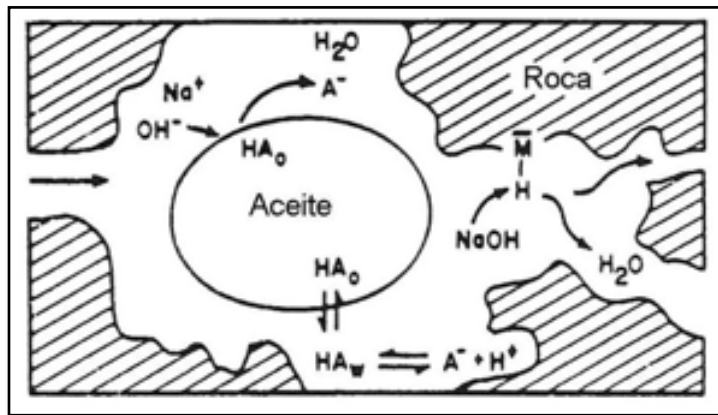


Figura 5.110 - Esquema del proceso de recuperación alcalina.

El acido orgánico se disocia en la fase acuosa de acuerdo a la expresión:

$$HA_w \rightleftharpoons H^+ + A^-, \dots \dots \dots (5.52)$$

Regida por la relación de equilibrio:

$$K_A = \frac{[H^+][A^-]}{[HA_w]}, \dots \dots \dots (5.53)$$

La especie  $A^-$  es un agente aniónico surfactante-activo, a continuación se describe la reacción caustica que consume al ion hidrogeno:

$$HA_w + OH^- \rightleftharpoons A^- + H_2O, \dots \dots \dots (5.54)$$

De acuerdo con la ecuación 5.54, esto resulta en un incremento en  $[A^-]$ , el efecto neto de todas las reacciones, se puede observar en la esquina superior izquierda de la figura 5.110, además se pueden observar los iones álcali.

Una medición del potencial de un aceite crudo para formar surfactantes está dada por el número de neutralización, este representa a la cantidad de KOH, usualmente esta dado en miligramos, requeridos para neutralizar 1 g de ácido orgánico en el crudo. Desafortunadamente, el número de acidez no siempre se correlaciona con la recuperación de aceite.

### 5.13.2 Formulación Química e IFT.

Varios investigadores han medido el efecto del tipo de químico alcalino y la concentración en la IFT entre la fase acuosa y la fase aceite. En la figura 5.111, se observa un resultado típico en donde la IFT fue graficada en función de la concentración alcalina. El valor mínimo de IFT ocurre en el rango de concentraciones de 0.05 a 0.10 wt%, y el valor mínimo es de unos 0.01 dinas/cm. Cabe destacar que existe una pequeña diferencia entre los químicos alcalinos probados.

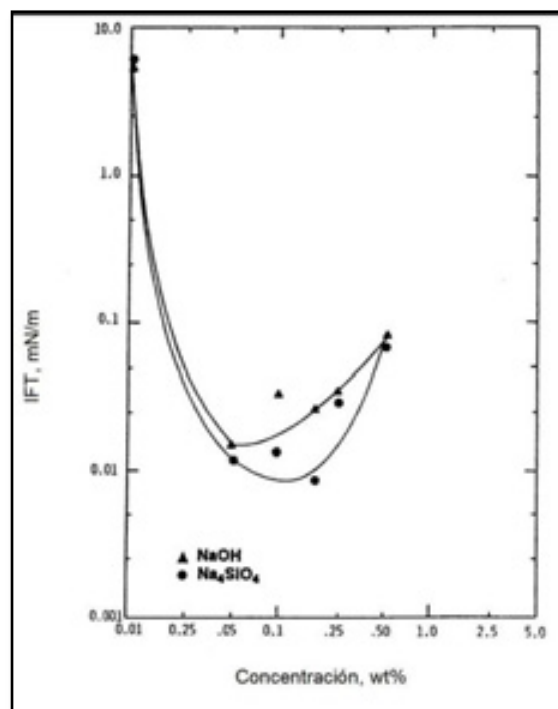


Figura 5.111 - IFT vs. Concentración en agua suave.

Otro trabajo ha demostrado que el carbonato de sodio, hidróxido de sodio y el orto-silicato de sodio, son igualmente efectivos en la reducción de la IFT. Es típico que resulte un mínimo bastante brusco en la IFT cuando se tiene un rango estrecho de concentraciones.

La dureza del agua, es decir la presencia de  $Ca^{++}$  o de  $Mg^{++}$ , tiene un efecto adverso en la reducción de la IFT, debido a que el  $Ca$  se asocia con el surfactante

hidrocarburo de la misma manera que en la inyección micelar/polímero y se vuelve preferencialmente soluble en aceite. En la figura 5.112 se muestran las graficas de IFT vs. concentración alcalina para los mismos sistemas de la figura 5.111, excepto que fue utilizada una salmuera simulada en lugar de una salmuera al 1% de NaCl, dicha salmuera simulada tenía una concentración combinada de  $Ca^{++}$  y de  $Mg^{++}$  al 0.41%. Los valores mínimos de IFT se presentan a una mayor concentración del químico alcalino para la salmuera simulada y la reducción IFT es aminorada.

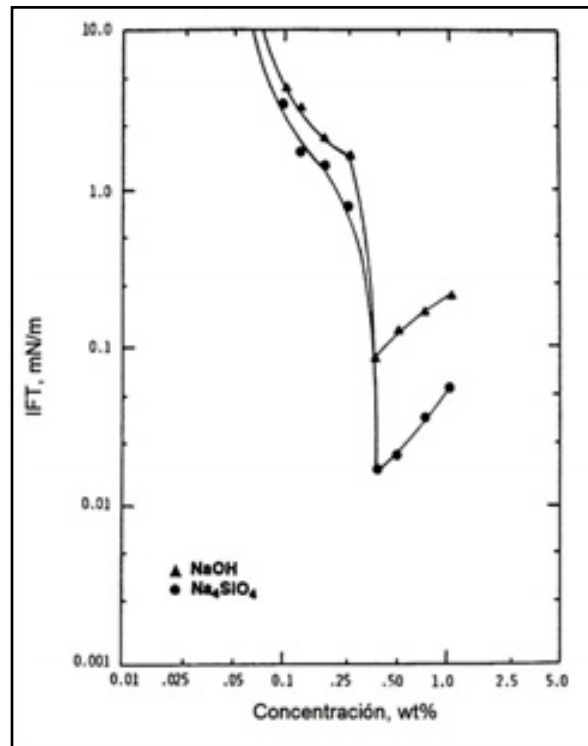


Figura 5.112 - IFT vs. Concentración en agua dura.

Se han reportado varias mediciones de IFT, entre ellas un estudio realizado a 164 crudos, los datos fueron expresados en términos de un coeficiente de causticidad y fueron correlacionados con el número de neutralización, la densidad del crudo y la viscosidad del crudo. El coeficiente de causticidad es un número empírico relacionado a una grafica *log-log* de IFT vs. concentración, la IFT no se correlaciono particularmente bien contra cualquiera de los parámetros. Sin embargo, casi todos los aceites con densidades de 20° API o menores arrojaron valores de IFT menores a 0.01 dinas/cm. Los números de neutralización para los aceites estuvieron en un rango de entre 0 a 5.25 mg KOH/g de aceite; se uso el hidróxido de sodio como químico alcalino.

En el 90% de los casos, el valor mínimo de IFT se presentó en cerca del 0.01 wt% caustico. Las IFT's para las soluciones acuosas del químico alcalino y el aceite, son funciones del tipo de aceite, iones de salinidad, concentración del químico alcalino y del tipo de químico alcalino. La IFT también depende de la temperatura del sistema, por lo general disminuye en tanto aumenta la temperatura.

### 5.13.3 Mecanismos de Recuperación.

La efectividad de la inyección alcalina se atribuye a varios mecanismos, los cuatro más importantes son: la emulsificación e insuflación, cambio de fase mojante (de mojado por aceite a mojado por agua), cambio de fase mojante (de mojado por agua a mojado por aceite), y la emulsificación y entrapamiento. Otros mecanismos incluyen a la emulsificación con coalescencia, gradientes de mojabilidad, expansión de la fase aceite, discontinuidad de las películas rígidas, IFT baja y un mejor barrido como resultado de las precipitaciones alterando el flujo.

El primer mecanismo, la emulsificación e insuflación, es el resultado de la reducción de la IFT y de la formación de una emulsión en la cual el aceite es insuflado. Si la emulsión es móvil, la saturación de aceite decrecerá y el aceite se moverá a través del yacimiento.

La introducción de químicos alcalinos puede causar un cambio de fase mojante, de mojado por aceite a mojado por agua, o viceversa. El cambio en la mojabilidad y los ajustes subsecuentes de los fluidos en los poros, afecta favorablemente a la permeabilidad relativa de la fase aceite, el aceite residual discontinuo puede ser reconectado y provocar su flujo. Cuando este cambio de mojabilidad se combina con la reducción de IFT, entonces la ROS puede decrecer significativamente.

Jennings *et al.*, describió la recuperación por emulsificación y entrapamiento, en este mecanismo se forma una emulsión por la reducción de la IFT y subsecuentemente queda atrapada en los poros. Esto provoca una reducción del flujo en las zonas de alta permeabilidad, provocando una mejoría en la razón de movilidad efectiva entre los fluidos desplazantes y desplazados, la digitación por viscosidad es reducida.

En cualquier desplazamiento con químicos alcalinos, uno o más de los diferentes mecanismos podría dominar en la eficiencia de recuperación, esto depende del sistema químico/roca, pero el proceso no ha sido lo suficientemente comprendido para predecir este comportamiento.

Los resultados en laboratorio por lo general han demostrado que la mejora en la recuperación del aceite, no está directamente relacionada al número de neutralización del aceite crudo. Esto sugiere que pueden existir otros "componentes saponificables" o "jabonosos" que reaccionarían con bases alcalinas para generar agentes tensoactivos. La magnitud de la reducción de la IFT es un mejor criterio. Los valores de IFT's entre la solución química alcalina y el aceite requeridos para una recuperación significativa es de cerca de 0.01 dinas/cm o menores.



Existen desacuerdos en la literatura a cerca de que si el pH del sistema alcalino debe de ser mayor (> 11 a 12) o que si debe ser menor.

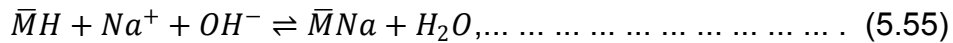
Se ha demostrado la efectividad de adicionar un polímero a una solución química alcalina para incrementar la viscosidad y para tener un control de la movilidad. Burk presentó una serie de inyecciones en núcleos usando Carbonato de Sodio, Hidróxido de Sodio y orto-silicato de Sodio, los cuales demostraron ser igualmente efectivos al disminuir la IFT.

En las inyecciones alcalinas en donde no se añadió polímero, las recuperaciones terciarias de aceite fueron del 8% al 17% del aceite residual después de la inyección de agua. Con la adición de polímero a las soluciones alcalinas, las recuperaciones incrementaron cerca del 88% al 97% del aceite residual, este incremento se atribuyó a la mejora en las razones de movilidad por el polímero.<sup>20</sup>

**5.13.4 Interacciones Roca/Fluido y pérdida del Químico Alcalino**

El químico alcalino es consumido durante el proceso de desplazamiento, una pequeña cantidad del químico es usado en la reacción con los ácidos orgánicos en el crudo para formar surfactantes, sin embargo, una gran cantidad del químico puede perderse por el intercambio iónico con las arcillas, la reacción con iones (cuando se tiene agua dura en particular) y la reacción con los minerales de la roca originan disolución mineral.

La figura 5.110 ilustra el intercambio iónico para una solución alcalina de Hidróxido de Sodio, el intercambio reversible de iones entre  $H^+$  y  $Na^+$  está representado por:



En donde  $\bar{M}$  denota un lugar de intercambio iónico en la roca, por ejemplo, la capacidad de intercambio de Hidrogeno para arenas del yacimiento Wilmington fue de 1.0 meq/100 g de arena. El intercambio iónico es reversible y la reacción es relativamente rápida, por lo general se asume que existe un equilibrio en los procesos de intercambio; en la figura 5.113 se muestra un ejemplo de isotermas de intercambio. Se ha demostrado que la adsorción por intercambio ionico es más grande en magnitud en la motmorillonita que en la illita o en la caolinita.

El intercambio iónico tiene el mismo efecto en el tiempo de transito en un núcleo así como por la adsorción, el proceso de intercambio ocasiona un retraso en la ruptura lo cual puse ser algo significativo.

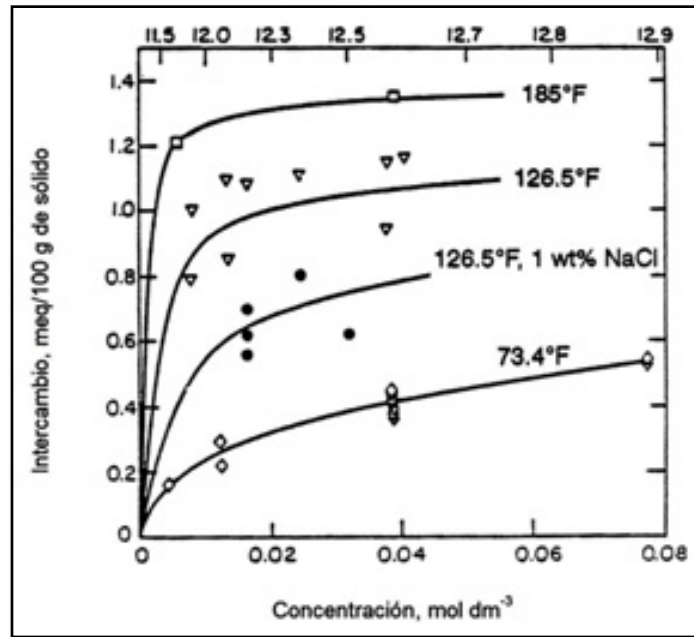


Figura 5.113 - Isotermas de intercambio para el Hidróxido en arena de Wilmington, con NaOH @ tres temperaturas y dos salinidades.

**Ejemplo 5.11 – Retraso en la ruptura causada por el intercambio iónico.**

Se pretende inyectar una solución caustica (NaOH) al 0.1 wt%, a un núcleo de 4 ft, la capacidad de intercambio de hidrogeno es de 1.0 meq/100 g de arena, asuma intercambio iónico y que el sistema está siempre en equilibrio local. Calcule el retraso en la ruptura del NaOH en PV. La porosidad de la arena es del 22% y la densidad de grano es de 2.6 g/cm<sup>3</sup>.

Solución:

Asuma que el diámetro del núcleo es de 5.0 cm y una longitud de 100 cm (El resultado en PV será independiente de la suposición del diámetro y longitud.)

$$\begin{aligned} \rho_s &= \frac{\pi d^2}{4} L (1 - \phi) \\ &= \frac{\pi (5.0)^2 \cdot 100 (1.0 - 0.22)(2.6)}{4} \\ &= 3982 \text{ g de arena.} \end{aligned}$$

Capacidad total de intercambio iónico:

$$Q_t = 3982 \text{ g de arena} \cdot \frac{1.0 \text{ meq}}{100 \text{ g de arena}}$$

$$= 39.82 \text{ meq.}$$

*El Na<sup>+</sup> adsorbido es:*

$$m_{Na} = 39.82 \times 10^{-3} \text{ eq} \times M_{Na}$$

$$= 39.80 \times 10^{-3} \times 23$$

$$= 0.916 \text{ g Na}$$

$$V_p = 431.8 \text{ cm}^3$$

$$C_{NaOH} = 0.1 \text{ wt\%}.$$

$$m_{NaOH} = 432 \text{ cm}^3 \times 1.0 \text{ g/cm}^3 \times 0.001$$

$$= 0.432 \text{ g NaOH.}$$

$$m_{Na} = 0.432 \text{ g de NaOH} \times \frac{23 \text{ g de Na}}{40 \text{ g de NaOH}}$$

$$= 0.248 \text{ g de Na.}$$

*El retraso en la ruptura es:*

$$\Delta t_D = \frac{0.916 \text{ g adsorbidos}}{0.248 \text{ g/PV}}$$

$$= 3.7 \text{ PV.}$$

La base alcalina reacciona con  $Ca^{++}$  y con el  $Mg^{++}$  y puede precipitar, esta reacción puede ser ventajosa y en algunas veces es usada en las inyecciones de químicos para ablandar la salmuera. El prelavado con químicos alcalinos es común, pero la reacción origina pérdida de los químicos alcalinos, además que los precipitados pueden taponar los poros. Esta técnica puede ser utilizada como un método para la modificación de la permeabilidad in situ, sin embargo tiene efectos negativos, por ejemplo la inyectividad puede ser afectada adversamente.

La base alcalina puede disolver de manera irreversible a los minerales de la roca, particularmente el sílice y a la anhidrita. Se forman silicatos de calcio y magnesio los cuales remueven a la base alcalina de la fase acuosa, estos silicatos además precipitan y pueden provocar severos taponamientos.

### 5.13.5 Inyección Alcalina Cosurfactante-Mejorado.

La inyección alcalina puede ser mejorada cuando se añade un cosurfactante a la solución alcalina inyectada, este cosurfactante es un surfactante activo pre-formado.

Los valores de IFT en un sistema alcalino son más bajos a bajas concentraciones de químico alcalino ( $\approx 0.10 \text{ wt}\%$ ), sin embargo, las pérdidas del químico por las reacciones en la fase acuosa y las interacciones roca/fluido previenen la propagación de un fluido alcalino diluido a través del yacimiento a los gastos deaseados. La pérdida de alcalinidad puede ser prevenida por el uso de concentraciones mayores de bases alcalinas para propagar el bache a través del yacimiento, pero la IFT decrece en tanto la concentración de la base alcalina se incrementa. Por lo tanto, debe llegarse a un acuerdo entre la selección de una concentración óptima para la reducción de la IFT y una que se propagara a través del yacimiento.

Nelson *et al.*, resolvió este dilema añadiendo un cosurfactante a la inyección alcalina y lo llamó “proceso de inyección surfactante cosurfactante-mejorado”, según esto, a concentraciones por debajo del requerimiento mínimo de IFT, los sistemas se vuelven más óptimos. El exceso de alcalino implica el mismo rol que un exceso de sal. Se propuso que un cosurfactante puede ser utilizado para incrementar el requerimiento de salinidad de un sistema químico alcalino de manera análoga que un sistema micelar. Así que, se puede utilizar un sistema con un cosurfactante para obtener una concentración alcalina óptima mayor que en un sistema sin cosurfactante presente. Nelson *et al.*, utilizó los datos de comportamiento de fase de sistemas cosurfactante-mejorado para identificar las regiones en donde la óptima actividad interfacial y el desplazamiento de aceite fueron observados en función de la concentración de material alcalino y del cosurfactante.

La figura 5.114 es un ejemplo de un mapa de actividad, el mapa muestra las regiones de las actividades mayores de desplazamiento de aceite en función de dos variables seleccionadas, el sodio total presente y el surfactante del aceite crudo. Las tres regiones activas que se muestran son para 0, 0.10 y para 0.20 wt% de cosurfactante (NEODOL<sup>®</sup>), las regiones sombreadas de alta actividad son regiones de concentración en donde los procesos deben ser llevados a cabo para una eficiente recuperación de aceite. El comportamiento de fase además puede ser representado con los diagramas de requerimiento de salinidad.

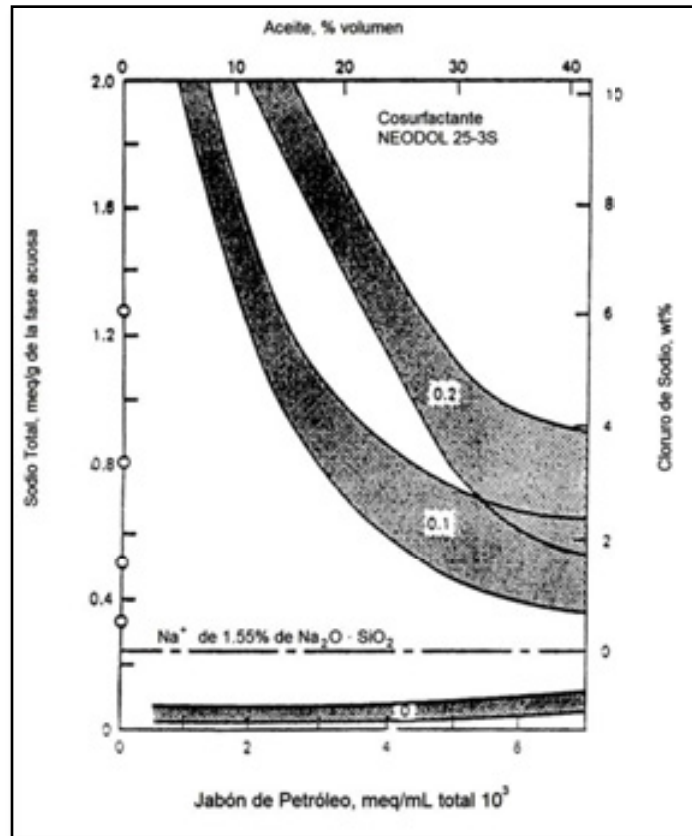


Figura 5.114 - Comportamiento para el 1.55% de  $\text{Na}_2\text{O} \cdot \text{SiO}_2$  y para el 0%, 0.1%, y 0.2% de NEODOL 25-3S con un crudo de la costa del Golfo de los E.U.A. @ 168° F.

### 5.13.6 Diseño y Experiencia de Campo.

El diseño es similar al de los procesos micelar/polímero, el número de acidez del aceite crudo es la única medición directa de la tendencia de la formación de surfactante de un aceite crudo, aunque se sabe que el número de acidez no se correlaciona directamente con la recuperación de aceite, las razones de esto no son conocidas, en general, los procesos no son recomendados si se tiene una alta concentración de  $\text{CO}_2$ , si el contenido de yeso es mayor a 0.1 wt% o si el contenido de arcillas montmorilloníticas es alto. Los alcalinos de bajo pH deben ser considerados para las formaciones carbonatadas, el comportamiento de fase y la IFT como funciones de las concentraciones deben ser medidas. Las graficas de IFT vs. las concentraciones alcalinas, diagramas de requerimiento de salinidad o los mapas de actividad pueden ser utilizados para estos casos.

Los pasos del diseño deben incluir mediciones del consumo del sistema alcalino por la roca del yacimiento y por la salmuera. Las pruebas en núcleos deben de llevarse a cado a temperatura de yacimiento y la caída de presión por unidad de longitud debe de ser en magnitud cercana a la cual ocurriría en el yacimiento. La figura 5.115 muestra el desempeño del desplazamiento para una inyección de agua seguida de una inyección de polímero cosurfactante-mejorado en arenas de Berea en el campo West Kiehl.<sup>20</sup> La recuperación por la inyección de agua fue de

casi un 36% OOIP, se probaron tres formulas de cosurfactante promediando un 23% OOIP detrás de la recuperación por inyección de agua, dando un total de cerca del 59% OOIP recuperado.

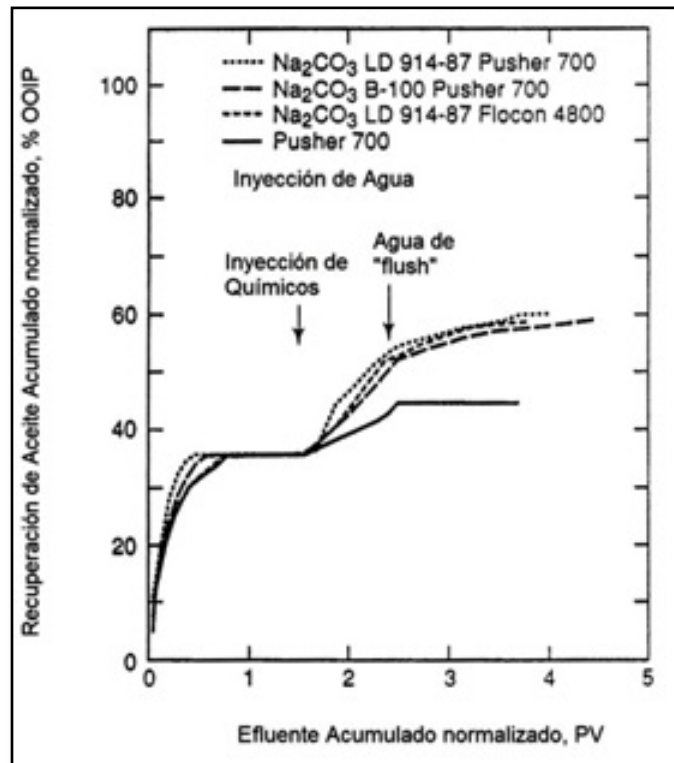


Figura 5.115 - Comparación de recuperaciones normalizadas en un núcleo de arena de West Kiehl.

Se han llevado a cabo varias pruebas en campo, en la tabla 5.21 se muestran las propiedades y la selección de datos operacionales para tres proyectos de inyección alcalina. Se han reportado dos pruebas en campo de inyecciones alcalinas cosurfactante-mejorado, en ambas pruebas se utilizó solo un pozo inyector. Una inyección comenzó en el campo West Kiehl, en diciembre de 1987, en la formación de arena Minnelusa Lower-B,<sup>20</sup> la cual tiene un espesor promedio de 11 ft, una porosidad promedio de 23% y una permeabilidad promedio de 350 md, las ubicaciones del pozo inyector y del pozo productor se muestran en el mapa de isopacas de porosidad-pie de la figura 5.116.

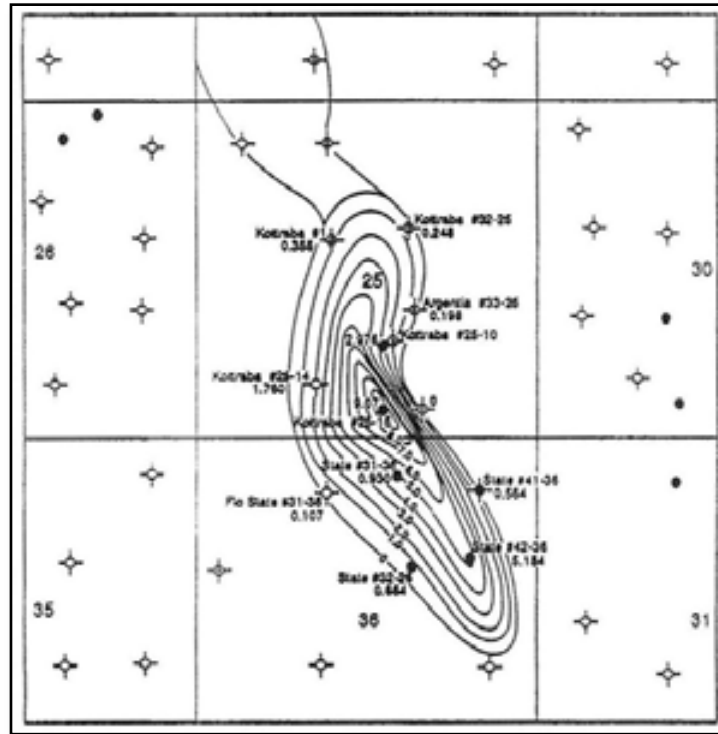


Figura 5.116 - Isopocas de porosidad-ft, West Kiehl.

La inyección de agua alcalina comenzó al final la recuperación primaria, de hecho el proceso de inyección alcalina cosurfactante-mejorado se utilizó en este campo como un método de recuperación mejorada. De diciembre de 1987 hasta julio de 1990 se inyectaron cerca de 501,000 bbl de solución alcalina/surfactante fueron inyectados, seguido de 122,926 bbl de una solución de polímero la cual se fue disminuyendo de forma gradual para la inyección del agua de empuje. La recuperación incremental por la inyección polímero/alcalina/cosurfactante-mejorado fue estimada restando la respuesta estimada de la inyección de agua, de la producción de aceite total. El aceite incremental al final de la inyección alcalina/surfactante/polímero se estimó en 256,508 bbl o 12.9% del OOIP. La recuperación fue mayor en la región de barrido, debido a que sólo una parte del yacimiento tuvo contacto con la solución alcalina/surfactante/polímero.

TABLA 5.21 – DATOS DE LAS INYECCIONES ALCALINAS APLICADAS EN CAMPO.<sup>20</sup>

Yacimiento	Zonas del Terciario	Ranger	Almy
Campo	Whitter	Wilmington	Isenhour
Litología	Arenisca	Arenisca	Arenisca
Área de inyección, acres	63	-	173
Patrón de inyección	Line drive	Straggered line	-
Espaciamiento, acres	1 a 2	12	29
Permeabilidad, md	320 a 495	240	21
Porosidad, %	30	25	15.5
Espesor, ft	137	320	15
Profundidad, ft	1,500 a 2,100	2,225 a 2,800	3,570
Temperatura, °F	120	125	97
Salmuera	Fresca, Dureza < 1	Fresca, Dureza < 1	-
Viscosidad del Aceite, cp	40	23	43
Grados API del aceite, °API	20	17	-
Numero de neutralización, mg KOH/g	-	2.05	-
Geología	Zona con aisladas con fallas	-	-
Heterogeneidad (Dykstra Parsons)	0.66 a 0.74	0.70	-
Inyección terciaria o secundaria	Secundaria	Terciaria	Secundaria
Saturación de aceite al inicio de la inyección, %	51	51	35
Químico(s) inyectado(s)			
Tipo	NaOH	Ortosilicato	Polímero Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>
Concentración, wt%	0.2	0.4	-
Tamaño del bache, %PV	20	67	37
Recuperación (incremental), %	5 a 7	-	-
Aceite/químico inyectado incremental, bbl/lbm de químico	0.32 a 0.43	-	0.13 (estimada)
Fecha de inicio	Octubre 1966	Junio 1979	Septiembre 1980

Shell Oil Co., realizó la segunda prueba de inyección alcalina cosurfactante-mejorado, en el campo White Catle, LA.<sup>20</sup> La prueba se realizó en un área de 1.5 acres en la arena Q de este campo, en donde se tenía una saturación de aceite residual ( $S_{or} = 0.20$ ) después de la inyección de agua, esta prueba fue diseñada para evaluar las instalaciones de inyección, para determinar la inyectividad de los baches, para determinar el efecto de la segregación gravitacional durante los procesos, para evaluar la efectividad de este proceso para recuperar el aceite residual después de la inyección de agua, y para medir el consumo de la solución alcalina y la retención de surfactante, así como para obtener información acerca del tratamiento de los fluidos producidos mediante instalaciones convencionales. En esta prueba no se utilizó polímero para el control de movilidad, el bache alcalino cosurfactante-mejorado fue inyectado en el pozo 264 como se muestra



en la figura 5.117, el cual se encuentra por debajo de los dos pozos productores 267 y 269.

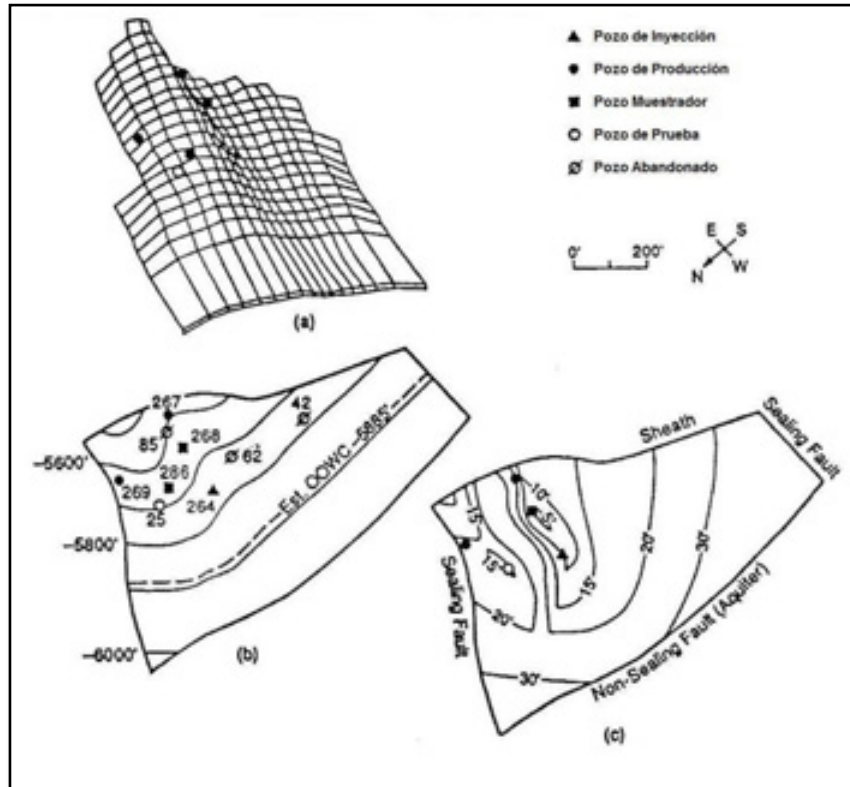


Figura 5.117 - Yacimiento de arenisca White Castle: (a) representación 3D de la estructura, (b) elevación e identificación de pozos, (c) zona productora.

Se inyectó un bache de solución alcalina del 0.269 PV, seguido por el agua de empuje. Cerca del 80% del aceite producido se obtuvo del pozo 267, la recuperación de aceite por el barrido volumétrico del yacimiento de los trazadores de pre-inyección fue del 57% del aceite residual después de la inyección de agua. La recuperación de aceite incremental, por encima del 0.5% del corte de aceite que existía en los pozos productores al principio de la inyección, fue del 38% del aceite residual después de la inyección de agua en la región de barrido.<sup>20</sup>

## CONCLUSIONES.

La inyección de compuestos químicos como método de recuperación mejorada de aceite, ha estado limitada principalmente por el costo de los químicos, la excesiva pérdida de químicos durante los procesos debido a la adsorción, por las reacciones con las acillas y salmueras, y por disolución, además del efecto de segregación gravitacional, el espaciado y arreglo entre pozos de inyección y producción.

Para el diseño es indispensable tener un buen conocimiento de las características tanto a nivel microscópico como macroscópico del yacimiento, cada variante tiene su propio criterio de selección y por lo tanto no todos los métodos son aplicables a todos los yacimientos, la geología, las propiedades de los fluidos y de la roca, la profundidad, la temperatura resaltan como variables principales para el proceso de escrutinio antes de la aplicación a nivel de campo de la inyección de químicos.

Los polímeros se usan como agentes de control de movilidad que proveen un mejor desplazamiento y mejor eficiencia de barrido volumétrico, con el que se ha obtenido, en promedio, entre un 5 y 30% de recuperación del aceite original, la eficiencia que se reporta está entre un rango del 0.7 a 1.75 lb de polímero por cada barril de aceite incremental. Es indispensable tener antes del proceso una alta porosidad y permeabilidad, además de que se debe de tener una suficiente permeabilidad vertical aunada a una buena continuidad geológica, que permitan al polímero penetrar en el yacimiento eficientemente.

En la inyección de surfactantes se requieren condiciones de alta permeabilidad y porosidad, es necesaria una buena continuación geológica, tener una saturación de aceite remanente >25%, yacimientos de aceite ligero con viscosidades menores a 50 cp, aunque actualmente se hacen estudios para ser utilizados en yacimientos de aceite pesado con viscosidades mayores a 200 cp. Los surfactantes utilizados por la industria petrolera son del tipo Aniónicos, los cuales presentan baja adsorción cuando se tiene un pH neutro o alto, ya sea tanto en carbonatos o areniscas. Estos pueden ser diseñados para operar en un gran rango de condiciones, y son de fácil disposición y a precios relativamente bajos. Para aplicaciones de baja temperatura se utilizan los Sulfatos, para aplicaciones de alta temperatura son utilizados Sulfonatos y los Catiónicos pueden ser utilizados como co-surfactantes. En general son poco propensos a formar geles y cristal líquido.

Para el caso de inyección con alcalinos, es indispensable que existan componentes ácidos de petróleo para formar agentes “jabonosos” por lo que esto



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

limita en gran medida la eficiencia del mismo además de que no todos los crudos son reactivos con los agentes alcalinos.

En el proceso el aceite es emulsionado requiriendo en algunos casos el uso de baches de polímeros para el empuje hacia los pozos productores, aumentando el costo del proceso ya que los resultados obtenidos por este método no han sido tan satisfactorios, aunque el costo en sí de los agentes alcalinos resulta ser relativamente barato, pero a diferencia de los resultados obtenidos con polímeros, ASP y micela-polímeros, los alcalinos por sí solos no resultan atractivos, siendo los procesos MP y ASP los de mayor eficacia.

## **RECOMENDACIONES.**

En general la inyección de químicos y los demás métodos EOR, requieren de una buena caracterización geológica, un buen modelado del yacimiento y un buen diseño de ingeniería. Este método implica una tecnología muy compleja, por lo que se requiere de una gran experiencia tanto técnica como profesional para el planteamiento, diseño, ejecución y monitoreo de un proceso como este.

La recomendación es que este método de recuperación sea estudiado con mucho mayor detalle, ya que su potencial resulta ser muy prometedor.

A su vez, se necesita mayor difusión de este método, por lo que este trabajo pretende dar a conocer, más, sobre la inyección de químicos, sin embargo es necesario generar aun, un mayor interés. Es necesaria dar capacitación a la gente en el tema para que el país tenga el personal necesario para el diseño, desarrollo y ejecución del método de recuperación aquí tratado, esto implicaría un crecimiento necesario en el área de investigación y desarrollo en nuestro país. Por lo que el aspecto económico se refiere, este sigue siendo uno de los principales factores para su exclusión a futuro como método rentable.

Es necesario llevar a cabo el estudio conveniente a nivel de laboratorio de todas las variables involucradas, para complementarlas, con la investigación y estudio a nivel de campo, para posicionar a la inyección de compuestos químicos, como un método de recuperación mucho más importante y atractivo del que hoy en día es.

La evolución de este proceso, aportará sin duda alguna, más información y por lo tanto, se obtendrán mejoras en la tecnología involucrada directamente y aun más atractivo, en la tecnología involucrada de manera indirecta.

**NOMENCLATURA.**

- $A$  = área de la sección transversal,  $L^2$ ,  $ft^2$ .  
 $A_i$  = cantidad de especie  $i$  retenida a  $C_{ii}$ ,  $m/m$ ,  $\mu g/g$  de roca.  
 $A_{io}$  = cantidad de especie química retenida en el medio poroso por adsorción isotérmica,  $m/m$ ,  $mg/g$  de roca.  
 $A_S$  = adsorción de surfactante,  $m/L^2$   $\mu eq/m^2$ .  
 $B$  = Factor de volumen del aceite (FVF),  $L^3/L^3$ ,  $bbl/STB$ , en el capítulo 5 "B" es el tamaño del bache, % PV.  
 $b_c$  = ancho del capilar,  $L$ ,  $cm$ .  
 $B_{oi}$  = Factor de volumen del aceite inicial (FVF),  $L^3/L^3$ ,  $RB/STB$ .  
 $C$  = concentración,  $m/L^3$  o  $L^3/L^3$ ,  $g/cm^3$  o fracción.  
 $C_i$  = concentración de especie  $i$ ,  $m/L^3$ ,  $lbm/ft^3$ .  
 $C_{ij}$  = concentración inyectada de especie  $i$ ,  $m/L^3$ ,  $lbm/ft^3$ .  
 $\hat{C}_{ii}$  = polímero o especie  $i$  retenida a concentración  $C_{i0}$  en el fluido.  
 $C_{i0}$  = concentración inicial de especie  $i$ ,  $m/L^3$ ,  $lbm/ft^3$ .  
 $C_n$  = número de carbonos en una cadena alquilo de longitud  $n$ .  
 $C_S$  = concentración de surfactante en el bache, % Volumen.  
 $C_\sigma$  = salinidad óptima para la IFT,  $m/m$ ,  $ppm$ .  
 $C_\phi$  = salinidad óptima de la fase,  $m/m$ ,  $ppm$ .  
 $d$  = diámetro,  $L$ ,  $ft$ . En el capítulo 3, "d" es la distancia entre pozos,  $L$ ,  $ft$ .  
 $D_i$  = relación entre las concentraciones de químico inyectado y retenido, fracción.  
 $E$  = Eficiencia de recuperación total de hidrocarburos.  
 $E_A$  = Eficiencia de barrido areal.  
 $E_{Abt}$  = Eficiencia de barrido a la ruptura.  
 $E_D$  = Eficiencia de desplazamiento microscópica,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.  
 $E_l$  = Eficiencia de desplazamiento vertical.  
 $E_{lbt}$  = Eficiencia de desplazamiento vertical a la ruptura.  
 $E_p$  = Eficiencia de barrido de los arreglos o patrones.  
 $E_V$  = Eficiencia de recuperación macroscópica (volumétrica).  
 $E_{Vbt}$  = Eficiencia volumétrica de barrido a la ruptura.  
 $E_{vw}$  = Eficiencia volumétrica de barrido de la inyección de agua, antes de la inyección de químicos,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.  
  
 $f$  = flujo fraccional,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.  
 $f_a$  = fracción de químico adsorbido,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.  
 $f_{iw}$  = flujo fraccional de agua a la saturación de agua intersticial,  $f_{iw} = 0$  en este texto,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.  
 $f_o$  = flujo fraccional de la fase aceite,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.  
 $f_{o1}$  = flujo fraccional de la fase aceite cuando el banco de aceite llega al final de un sistema lineal =  $1 - f_{w1}$ .  
 $f_w$  = flujo fraccional del agua en la curva de flujo-fraccional del agua o salmuera,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.  
 $f'_w$  = derivada de la curva de flujo fraccional con respecto a  $S_w$ .  
 $f_w^*$  = flujo fraccional de la solución viscosa o química teniendo una curva de flujo fraccional diferente a la del agua,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

- $f_{wb}$  = flujo fraccional de agua en la interfase entre el agua intersticial y la inyectada, a la saturación  $S_{wb}$ ,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.
- $f_{wf}$  = flujo fraccional de agua en el frente de inyección, a la saturación  $S_{wf}$ ,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.
- $f'_{wf}$  = derivada de la curva de flujo fraccional de agua a la saturación  $S_{wf}$ .
- $f_{w1}$  = flujo fraccional de agua en el banco de aceite precedente a la discontinuidad de saturación de la inyección viscosa o química,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.
- $f_{w2}$  = flujo fraccional de agua correspondiente a la saturación  $S_{w2}$ ,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.
- $f_{w3}$  = flujo fraccional de agua correspondiente a la saturación  $S_{w3}$ ,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.
- $f'_{w1}$  = derivada de la curva de flujo fraccional de agua a la saturación  $S_{w1}$ .
- $f'_{w2}$  = derivada de la curva de flujo fraccional de agua a la saturación  $S_{w2}$ .
- $f_{w3}^*$  = flujo fraccional de agua a la saturación  $S_{w3}^*$ , saturación del frente del shock viscoso o químico,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.
- $f'_{w3}^*$  = derivada de la curva de flujo fraccional con respecto a  $S_w^*$  a la saturación  $S_{w3}^*$ , saturación del frente del shock químico o viscoso.
- $F$  = fuerza,  $mL/t^2$ , dinas.
- $F_c$  = fuerzas capilares,  $mL/t^2$ , dinas.
- $F_i$  = Volumen de poro desplazable del fluido inyectado.
- $F_{ibt}$  = Volumen de poro desplazable del fluido inyectado a la ruptura del fluido inyectado en el pozo productor.
- $F_{wo}$  = WOR,  $L^3/L^3$ , bbl/bbl.
- $F_v$  = fuerzas de viscosidad,  $mL/t^2$ , dinas.
- $F_\mu$  = razón de viscosidad efectiva.
- $g$  = constante de aceleración gravitacional,  $L/t^2$ ,  $32 \text{ ft/s}^2$ .
- $g_c$  = factor de conversión,  $[32 \text{ lbf ft}/(\text{lbf s}^2)]$ .
- $h$  = altura o espesor, L, cm.
- $h_l$  = espesor de la zona interfacial, L, cm.
- $HA_o$  = concentración de ácidos de petróleo en la fase aceite, mole/L.
- $HA_w$  = concentración de ácidos de petróleo en la fase agua, mole/L.
- $i$  = gasto de inyección,  $L^3/t$ , B/D.
- $k$  = permeabilidad,  $L^2$ , md.
- $k_i$  = permeabilidad efectiva de la fase  $i$ ,  $L^2$ , md.
- $k_r$  = permeabilidad relativa, adimensional.
- $k_{rw}$  = permeabilidad relativa al agua, adimensional.
- $k_{50}$  = permeabilidad al percentil 50, distribución log-normal,  $L^2$ , md.
- $K_{84.1}$  = permeabilidad al percentil 84.1, distribución log-normal,  $L^2$ , md.
- $K, K_1,$   
 $K'_1, K_2$
- $K_1^*$  = constantes de equilibrio, razón de cationes divalentes entre los cationes monovalentes en la fase intermedia de la microemulsión,  $M^*$ , moles/moles.
- $K_A$  = constante de equilibrio.
- $K_D$  = distribución o coeficiente de partición.
- $L$  = longitud, L, ft.
- $L_f$  = distancia de la gota de aceite hasta el capilar, L, cm.

- $L_p$  = longitud de la perturbación en el flujo, L, ft.  
 $m$  = exponente en la ecuación 4.14, para los demás capítulos representa a la masa, m, g.  
 $m_a$  = masa del adsorbente, m, g.  
 $m_{Na}$  = cantidad del ion sodio ( $Na^+$ ) adsorbida, g.  
 $m_r$  = peso de la matriz de roca, lbm.  
 $m_s$  = masa de la matriz de roca, g.  
 $M$  = razón de movilidad.  
 $M^*$  = composición de la fase intermedia.  
 $M_{Na}$  = peso molecular del Na.  
 $M_s$  = peso equivalente del surfactante.  
 $\bar{M}_s$  = razón de movilidad basada en la saturación promedio.  
 $M_t$  = razón de movilidad basada en las movilidades totales.  
 $n$  = exponente en la ecuación 4.15, en el capítulo 3, "n" es el número de estratos y en el capítulo 5 representa a una constante.  
 $N$  = volumen de aceite original o al inicio de un proceso,  $L^3$ , STB.  
 $N_{ca}$  = Número capilar basado en la velocidad intersticial (poro),  $N_{ca}^* = \phi N_{ca}$ .  
 $N_{ca}^*$  = Número capilar basado en la velocidad Darcy,  $u\mu/\sigma$ , adimensional.  
 $N_{ca,c}$  = Número capilar crítico,  $v\mu/\sigma_c$ , adimensional.  
 $N_{c,ma}$  = Número capilar modificado.  
 $N_{ca,c}^*$  = Número capilar crítico basado en la velocidad intersticial, adimensional.  
 $N_m$  = Aceite movable originalmente en sitio,  $L^3$ , STB.  
 $N_p$  = desplazamiento de aceite para una inyección o aceite producido,  $L^3$ , STB.  
 $p$  = presión,  $m/Lt^2$ , psi.  
 $p_{atm}$  = presión atmosférica,  $m/Lt^2$ , dinas/cm<sup>2</sup>.  
 $p_r$  = presión de referencia,  $m/Lt^2$ , psi.  
 $\Delta p$  = cambio de presión,  $m/Lt^2$ , psi.  
 $P_c$  = presión capilar,  $m/Lt^2$ , dinas/cm<sup>2</sup>.  
 $P_o$  = parámetro solubilización de aceite, volumen de aceite/volumen de surfactante,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.  
 $P_w$  = parámetro solubilización de agua, volumen de agua/volumen de surfactante,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.  
 $q$  = gasto,  $L^3/t$ , B/D.  
 $q_i$  = inyección total volumétrica o gasto en el estrato i,  $L^3/t$ , B/D.  
 $q_t$  = gasto de inyección total,  $L^3/t$ , B/D.  
 $Q_i$  = volúmenes de poro inyectados,  $L^3/L^3$ .  
 $Q_m$  = capacidad de intercambio catiónico, m/m, g/g.  
 $Q_t$  = capacidad total de intercambio iónico, meq.  
 $Q_v$  = capacidad de intercambio catiónico,  $m/L^3$ , g/cm<sup>3</sup>.  
 $r$  = radio, L, cm.  
 $r_d$  = radio de la gota, L, cm.  
 $r_t$  = radio del tubo, L, cm.  
 $r_w$  = radio del pozo, L, ft.  
 $R$  = radio de curvatura, l, cm.  
 $R_{v/g}$  = razón viscosidad/gravedad.  
 $\bar{S}$  = saturación promedio,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.



- $S$  = saturación,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.  
 $S_{dr}$  = saturación residual de la fase desplazada,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.  
 $S_D$  = saturación adimensional.  
 $S_{Dr}$  = saturación residual de la fase desplazante,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.  
 $S_{ob}$  = saturación de aceite en el banco de aceite,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.  
 $S_{of}$  = ROS a la inyección de químicos,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.  
 $S_{oi}$  = saturación inicial de aceite,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.  
 $S_{or}$  = saturación de aceite residual después de la inyección de agua,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.  
 $S_{orc}$  = saturación de aceite residual después de la inyección de baja tensión,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.  
 $S_{orw}$  = saturación residual de aceite al final de la inyección de agua,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.  
 $S_w$  = saturación de agua,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.  
 $S_w^*$  = saturación de agua en la región donde el sistema de fluido que fluye es viscoso o solución química  $L^3/L^3$ , fracción volumen.  
 $S_{wD}$  = Saturación de agua, adimensional.  
 $\bar{S}_w$  = saturación promedio de agua del sistema lineal,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.  
 $S_{wb}$  = saturación de agua en la frontera de miscibilidad entre el agua inyectada y la intersticial,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.  
 $S_{wf}$  = saturación del frente de inyección,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.  
 $S_{wi}$  = saturación de agua intersticial,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.  
 $S_{wr}$  = saturación de agua del banco de agua en el shock del banco de aceite,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.  
 $S_{w1}$  = saturación de agua en el banco de aceite precedente a la discontinuidad de saturación de la inyección química,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.  
 $S_{w2}$  = saturación de agua al final del sistema lineal,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.  
 $S_{w3}$  = saturación de agua sobre la curva de flujo fraccional  $\mu_w$  en el desarrollo del shock viscoso o químico, cuando la inyección química comienza después de la inyección de agua,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.  
 $S_{w3}^*$  = saturación de agua en el frente del shock asociado con  $f_w^*$ , flujo fraccional de la solución viscosa o química,  $L^3/L^3$ , fracción volumen.  
 $T$  = temperatura,  $T$ , °F.  
 $t$  = tiempo,  $t$ , días.  
 $t_D$  = tiempo adimensional o PV's inyectados.  
 $t_{Dbt}$  = tiempo adimensional cuando el frente de inyección atraviesa el final del sistema lineal.  
 $t_{Df}$  = tiempo adimensional de ruptura del frente de inyección.  
 $t_{D0}^*$  = tiempo adimensional cuando  $S_w^*$  se desarrolla del perfil de saturación.  
 $t_{D1}$  = tiempo adimensional cuando  $S_{w1}$  atraviesa el final del sistema.  
 $t_{D1L}$  = tiempo adimensional cuando el banco de aceite llega al final en un sistema lineal.  
 $t_{D2}$  = tiempo adimensional cuando la saturación de agua  $S_{w2}$  llega al final del sistema.  
 $t_{D3}$  = tiempo adimensional en el que  $S_{w3}^*$  llega a  $X_{Df}$ .  
 $\Delta_t$  = incremento de tiempo,  $t$ , segundos.

- $\Delta_{tD}$  = tiempo de retraso adimensional en la ruptura, PV.  
 $u$  = velocidad Darcy en el medio poroso, L/t, ft/hr.  
 $u_c$  = velocidad crítica, L/t, ft/D.  
 $u_i$  = velocidad Darcy de la fase  $i$ , L/t, STB/(D-ft<sup>2</sup>).  
 $v$  = velocidad intersticial (poro), L/t, ft/hr.  
 $\bar{v}$  = velocidad promedio en el capilar, L/t, cm/s.  
 $v_D$  = velocidad específica, adimensional.  
 $v_{Df}$  = velocidad específica de  $S_{wf}$ , adimensional.  
 $v_{D1}$  = velocidad específica de  $S_{w1}$ , adimensional.  
 $v_{Dv}$  = velocidad específica del shock viscoso.  
 $\bar{v}_{Dv}$  = velocidad específica promedio del shock viscoso.  
 $v_{D1}$  = velocidad específica de la saturación de agua  $S_{w1}$ .  
 $v_{D3}^*$  = velocidad específica de  $S_{w3}^*$ , discontinuidad de saturación de la solución química.  
 $V$  = volumen, L<sup>3</sup>, bbl.  
 $V_a$  = volumen agregado de solución de surfactante, m<sup>3</sup>, cm<sup>3</sup>.  
 $V_i$  = volumen total inyectado, L<sup>3</sup>, bbl.  
 $V_{me}$  = volumen de la microemulsión, cm<sup>3</sup>.  
 $V_{mo}$  = volumen molar del aceite, m/L<sup>3</sup>, g mol/L.  
 $V_o$  = volumen de la fase aceite, L<sup>3</sup>, bbl.  
 $V_{o,w}$  = volumen de agua o aceite en la microemulsión, cm<sup>3</sup>.  
 $V_p$  = volumen de poro (PV), L<sup>3</sup>, bbl.  
 $V_s$  = volumen de surfactante, L<sup>3</sup>, bbl.  
 $V_s'$  = volumen de surfactante mas alcohol en la microemulsión, L<sup>3</sup>, cm<sup>3</sup>.  
 $V_{slug}$  = volumen de sulfonato inyectado en el bache, % de volumen de poro.  
 $V_w$  = volumen de la fase acuosa, L<sup>3</sup>, bbl.  
 $v_1$  = velocidad de la fase de agua residente, L/t, ft/D.  
 $v_3$  = velocidad de la saturación  $S_{w3}^*$ , ecuación 3.38, L/t, ft/D.  
 $v_3^*$  = velocidad del frente de shock asociado con la inyección viscosa o química, L/t, ft/D.  
 $v_{wf}$  = velocidad de saturación de agua  $S_{wf}$ , L/t, ft/D.  
 $W$  = trabajo, mL<sup>2</sup>/t<sup>2</sup>.  
 $x$  = distancia lineal, L, ft.  
 $x_b$  = ubicación de la frontera miscible entre en agua inyectada y la intersticial, L, ft.  
 $x_D$  = distancia adimensional en la dirección de  $x$ .  
 $x_{Db}$  = ubicación adimensional de la frontera miscible entre en agua inyectada y la intersticial.  
 $x_{Df}$  = distancia adimensional hasta el frente de inyección L, ft.  
 $x_{Di}$  = ubicación adimensional del frente rastreador químico cuando existe adsorción.  
 $x_{Do}$  = ubicación adimensional de la discontinuidad de saturación del banco de aceite para una inyección de baja tensión a la saturación de aceite residual.  
 $x_{D1}$  = ubicación adimensional del borde delantero del shock químico o viscoso.  
 $x_{D3}$  = distancia adimensional del shock para la ubicación de la saturación  $S_{w3}^*$ .  
 $x_f$  = ubicación de la saturación del frente de inyección en dirección  $x$ , L, ft.  
 $x_{ft}$  = ubicación de la saturación del frente de inyección al tiempo  $t$ , L, ft.

$X_{1,2..n}$  = posiciones en dirección x.

$\alpha_{1,2..n}$  = constantes en la ecuación 4.15.

$\gamma$  = razón de conductancia.

$\theta$  = ángulo de contacto, grados.

$\lambda$  = movilidad,  $L^3t/m$ , md/cp.

$\lambda_c$  = movilidad del bache de químicos,  $Lt/m$ , 1/cp.

$\lambda_i$  = movilidad de la fase i,  $L^3t/m$ , md/cp.

$\lambda_j$  = movilidad del fluido en el estrato j,  $L^3t/m$ , md/cp.

$\lambda_k$  = movilidad del fluido en el estrato k,  $L^3t/m$ , md/cp.

$\lambda_r$  = movilidad relativa,  $k_r/\mu$ ,  $L^3t/m$ ,  $cp^{-1}$ .

$\lambda_t$  = movilidad total; suma de la movilidades de todas las fases,  $L^3t/m$ , md/cp.

$\mu$  = viscosidad, m/Lt, cp.

$\mu_c$  = viscosidad aparente del bache de químicos, m/Lt, cp.

$\mu_i$  = viscosidad de la fase i, m/Lt, cp.

$\mu_o$  = viscosidad del aceite, m/Lt, cp.

$\mu_{me}$  = viscosidad del bache micelar, m/Lt, cp.

$\mu_w$  = viscosidad del agua, m/Lt, cp.

$\mu^*$  = viscosidad de la solución de agua viscosa o química, m/Lt, cp.

$\rho$  = densidad del fluido,  $m/L^3$ ,  $lbm/ft^3$ .

$\rho_{gr}$  = densidad de grano  $m/L^3$ ,  $lbm/ft^3$ .

$\Delta\rho$  = diferencia de densidades,  $m/L^3$ ,  $g/cm^3$ .

$\sigma$  = IFT,  $m/t^2$ , dinas/cm.

$\sigma^*$  = IFT a la salinidad óptima,  $m/t^2$ , dinas/cm.

$\sigma_c$  = IFT crítica,  $m/t^2$ , dinas/cm.

$\sigma_{mo}$  = IFT entre la microemulsión y la fase aceite,  $m/t^2$ , dinas/cm.

$\sigma_{mo,mw}$  = IFT en la interface microemulsión/aceite o en la interface microemulsión/agua,  $m/t^2$ , dinas/cm.

$\sigma_{mw}$  = IFT entre la microemulsión y la fase acuosa,  $m/t^2$ , dinas/cm.

$\phi$  = porosidad, fracción.

$\phi_1$  = fracción volumen del aceite en la fase intermedia sobre la base libre de surfactante.

$\phi_2$  = fracción volumen del agua en la fase intermedia sobre la base libre de surfactante.

#### Subíndices.

a = fase aire.

abt = después de la ruptura.

atm = condiciones atmosféricas.

a/w = interface aire/agua.

A = indica posición.

bt = ruptura.

B = indica posición.

d = fase desplazada.

D = fase desplazante.

*g* = fase gas.  
*g/o* = interface gas/aceite.  
*g/w* = interface gas/agua.  
*H* = horizontal.  
*i* = canal en el medio poroso.  
*me* = microemulsión.  
*o* = fase aceite.  
*os* = interface aceite/sólido.  
*ow* = interface aceite/agua.  
*s* = surfactante.  
*t* = total.  
*V* = vertical.  
*w* = fase agua.  
*ws* = interface agua/sólido.

*Acrónimos:*

*EOR*= Recuperación Mejorada de aceite, por sus siglas en ingles.  
*FVF*= Factor de volumen de formación.  
*IFT*= Tensión interfacial.  
*CMC*= Concentración Micelar Crítica.  
*MCM*= Miscible multi-contacto.  
*OIP*= Aceite a las condiciones actuales.  
*OOIP*= Aceite original en el yacimiento  
*POES*= Petróleo original en sitio.  
*PV*= Volumen de poro.  
*ROS*= Saturación de aceite residual.  
*WAG*= Inyección alternada de agua y gas.  
*WOR*= Relación Agua-Aceite.

**BIBLIOGRAFÍA:**

1. Willhite, G.P.: *Waterflooding*, Textbook Series, SPE, Richardson.TX (1986).
2. Satter, A., y Thakur, G.: *Integrated Petroleum Reservoir Management*, PennWell Publishing Company, Tulsa-Oklahoma (1994).
3. Clark, N.J.: *Elements of Petroleum Reservoirs*, SPE Henry L. Doherty Series, Dallas, TX (1969).
4. Latil, M.: *Enhanced Oil Recovery*, Institut Français; du Petrolé Publications, Editions Technip (1980).
5. Craig, F.F., Jr, Sanderlin, J.L. Moore, D.W. y Geffen, TM: *A Laboratory Study of Gravity Segregation in Frontal Drives*, *Trans.*, AIME (1957) 210,275-282.
6. *Oil Research Program Implementation Plan*, U.S. DOE, Washington, DC (Abril 1990).
7. París de Ferrer M.: *Inyección de agua y gas en Yacimientos Petrolíferos*, Ediciones Astro Data S. A., Maracaibo Venezuela (2001).
8. Moritis, G.: EOR weathers low oilprices, *Oil and Gas Journal Special* (Marzo 20, 2000).
9. Taber, J.J., Martin, F.D., y Seright. R.S.: *EOR Screening Criteria Revisited*, SPE 35385, (Abril 1996).
10. Klins, M.: *Carbon Dioxide Flooding*, IHDRP Publishers, Boston (1984).
11. Taber, J.J. y Martín, F.D.: : *Technical Screening Guides for The Enhanced Recovery of Oil*, SPE 12069 (Octubre,1983).
12. Katz, D.L. y Saltman, W.: *Surface Tension of Hydrocarbons*, *Ind & Eng. Chem.* (Enero 1939).
13. Leverett, M.C.: *Capillary Behavior in Porous Media*, *Trans.*, AIME (1941).
14. Moore, T.F. y Slobod, R.C.: *The Effect of Viscosity and Capillary on the Displacement of Oil by Water*, *Producers Monthly* (Agosto 1956).
15. Abrams, A.: *The Influence of Fluid Viscosity, Interfacial Tension and Flow Velocity on Residual Oil Saturation Left by Waterflood*, SPEJ (Octubre 1975).



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

16. Taber, J.J.: *Dynamic and Static Forces required to remove a Discontinuous Oil Phase from Porous Media Containing Both Oil and Water*, SPEJ (Marzo 1969).
17. Stegemeier, G.L.: *Mechanism of Entrapment and Mobilization of Oil in Porous Media, Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding*, N.Y. (1977).
18. Wagner, O.R., y Leach, R.O.: *Effect of Interfacial Tension on Displacement Efficiency*, SPEJ (Diciembre 1966).
19. Dombrowski, H.S. y brownell, L.E.: *Residual Equilibrium Saturation of porous Media, Ind. & Eng. Chem.* (1954).
20. Green, D.W., y Willhite., G.P.: *Enhanced Oil Recovery*, Textbook Series, SPE, Richardson, TX (1998).
21. Craig, Jr., F.F.: *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*, Monograph Series, SPE, Richardson, TX (1971).
22. Stalkup, F.I. Jr.: *Miscible Displacement*, Monograph Series, SPE, Richardson, TX (1983).
23. Habermann, R.: *The Efficiencies of Miscible Displacement as a Function of Mobility Ratio*, Trans., AIME (1960).
24. Craig, F.F. Jr., Geffem, T.M., y Morse, R.A.: *Oil Recovery Performance of pattern Gas on Water Injection Operations from model Test*, Trans., AIME (1955).
25. Caudle, B.H., y Witte, M.D.: *Production Potential Changes during Sweepout in a Five-Spot System*, Trans., AIME (1959).
26. Douglas, J. Jr., Peaceman, D.W., y Rachford, H.H.: *A Method for Calculating Multi-Dimensional Immiscible Displacement*, Trans., AIME (1959).
27. Spivak, A.: *Gravity Segregation in Two-Phase Displacement Processes*, SEPJ (Diciembre 1974).
28. Ottewill, R.H.: *Introduction, Surfactants*, T. F. Tadros (ed.), San Francisco (1984).
29. Gale, W.W., y Sandvik, E.I.: *Tertiary Surfactant in Micellar Flooding: Petroleum Sulfonate Composition Efficacy Studies*, SPEJ (Agosto, 1973).

30. Davis, H.T., y Scriven, L.E.: *Stress and Structure in Fluid Interfaces*, Adv. Chem, Phy. (1982).
31. Nelson, R.C., y Pope, G.A.: *Phase Behavior in Chemical Flooding*, SPEJ (Octubre, 1978).
32. Healy, R.N., Reed, R.L. y Stenmark, D.G.: *Multiphase Microemulsion Systems*, SPEJ (Junio, 1976).
33. Healy, R.N., Reed, R.L. y Carpenter Jr., C.W.: *A Laboratory Study of Microemulsion Flooding*, SPEJ (Febrero 1975).
34. Nelson, R.C.: *The Salinity-Requirement Diagram-A Useful Tool in chemical Flooding Research and Development*, SPEJ (Abril, 1982).
35. Mayers, K.O., y Salter, S.J.: *The Effect of Oil/Brine Ratio on Surfactant Adsorption from Microemulsion*, SPEJ (Agosto, 1981).
36. Nelson, R.C., George, J.H. y Min, J.T.: *Study of the Oil Wedge phenomenon through the use of a Chemical Flooding Simulator*, SPEJ 10729, (Abril, 1982).
37. Nelson, R.C., Lawson B.J., Thigpen.D.R., y Stegemeier, G.L.: *Cosurfactant-Enhanced Alkaline Flooding*, SPE/DOE 12672, (Abril, 1984).
38. George, J.H., y Danhua, L.Z.: *Surface Chemistry of Oil Recovery from Fractured Oil-wet, Carbonate Formations*, SPE 88365, (Junio 2004).
39. Shunhua, L., Danhua, L.Z., Wei Y., Maura P., George, J.H., y Clarence, A.M.: *Favorable attributes of Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding*, SPE 99744, (Marzo, 2008).