



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“RECUPERACIÓN MEJORADA POR INYECCIÓN DE
ÁLCALI, SURFACTANTE Y POLÍMERO (ASP)”**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

INGENIERÍA PETROLERA Y GAS NATURAL – YACIMIENTOS
P R E S E N T A :

EUSTAQUIO SÁNCHEZ MEDINA

TUTORES:

DR. JESÚS RIVERA RODRÍGUEZ
DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO
DR. SIMÓN LÓPEZ RAMÍREZ



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.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Fernando Samaniego Verduzco
Secretario: Dr. Fernando Rodríguez De La Garza
Vocal: Dr. Jesús Rivera Rodríguez
1^{er}. Suplente: Dr. Simón López Ramírez
2^{do}. Suplente: Dr. Andrés Moctezuma Berthier

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:

México, Distrito Federal.

TUTOR DE TESIS:

Dr. Jesús Rivera Rodríguez



FIRMA

AGRADECIMIENTOS:

LA CONCEPCIÓN, DESARROLLO Y CULMINACIÓN DE ESTE TRABAJO ESCRITO FUE POSIBLE GRACIAS A LA INVALUABLE AYUDA Y DIRECCIÓN DE LOS DOCTORES:

JESÚS RIVERA RODRÍGUEZ

SIMÓN LÓPEZ RAMÍREZ

FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO

SIN LA EXISTENCIA DE LAS INSTITUCIONES ESTA TESIS NO SE HUBIERA CONSEGUIDO, POR LO QUE TAMBIEN SON MOTIVO DE MI PROFUNDO AGRADECIMIENTO:

A PETRÓLEOS MEXICANOS

POR EL INTERÉS EN PREPARAR A SU PERSONAL TÉCNICO.

A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Y EN ESPECIAL A LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA POR CULTIVAR EL CONOCIMIENTO.

AL INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO

POR PERMITIR EFECTUAR EL TRABAJO DE LABORATORIO DE ESTE TRABAJO EN SUS INSTALACIONES.

DEDICATORIAS:

A MI ESPOSA SANDRA Y MIS HIJOS
SANDRA VALENTINA Y FIDEL ISRAEL,
LOS AMO POR LA FAMILIA QUE ME HAN DADO
Y APOYARME EN ESTE PROYECTO.

A LA MEMORIA DE MIS PADRES CATALINA[†] Y VICENTE[†]
POR DARME LA VIDA Y ENSEÑARME A VIVIR.

A MIS HERMANOS:

PEDRO,
CANDELARIA,
MARTINA,
ROSA ISELA,
IGNACIO,
VICENTE, Y
MARÍA DE JESÚS
POR SU CARIÑO.

A MIS NUEVOS AMIGOS DE ESTA ETAPA DE MI VIDA:

PATRICIA QUIÑONEZ, E
ISABEL BAEZ

A MIS COMPAÑEROS DEL A15P

CONTENIDO

Resumen.	1
I. Introducción.	3
II. Revisión Bibliográfica.	5
II.1. La Inyección de Agua.	5
II.2. Los Métodos de Recuperación Mejorada.	6
II.3. La Inyección de Productos Químicos.	8
III. Aspectos de la Inyección de Agua.	12
III.1. Interacciones Roca-Fluido y Fluido-Fluido.	12
III.1.1. Tensión Interfacial.	13
III.1.2. Mojabilidad.	16
III.1.3. Presión Capilar.	27
III.1.4. Permeabilidades Relativas.	30
III.1.5. Relación de Movilidades.	31
III.2. Predicción del Comportamiento de la Inyección de Agua.	33
III.2.1. Modelo de Buckley - Leverett.	33
III.3. Eficiencias de Desplazamiento.	39
III.4. Mecanismo de Atrapamiento del Aceite.	40
IV. Antecedentes de la Inyección Combinada de Alkali, Surfactante y Polímero (ASP).	46
IV.1. Desplazamiento con Soluciones Poliméricas.	47
IV.1.1. Definición y Tipo de Polímeros.	48
IV.1.2. Propiedades de los Polímeros.	52
IV.1.3. Flujo a través de Medios Porosos.	59
IV.1.4. Teoría de Flujo Fraccional en Soluciones Poliméricas.	68
IV.1.5. Procedimiento de Inyección de Soluciones Poliméricas.	71

CONTENIDO

IV.2.	Desplazamiento con Soluciones Alcalinas.	72
IV.2.1.	Tipos y Propiedades de los Álcalis.	73
IV.2.2.	Mecanismos de Desplazamiento de las Soluciones Alcalinas.	74
IV.2.3.	Procedimiento de Inyección de Soluciones Alcalinas.	86
IV.3.	Desplazamiento Miscelar.	87
IV.3.1.	Tipos y Propiedades de los Surfactantes.	87
IV.3.2.	Comportamiento de Fases y Tensión Interfacial.	89
IV.3.3.	Interacciones Roca-Fluidos.	99
IV.3.4.	Mecanismos de Desplazamiento.	102
IV.3.5.	Procedimiento de Inyección.	103
V.	Recuperación Mejorada por Inyección ASP.	105
V.1.	Sinergia de la Combinación ASP.	106
V.1.1.	Efecto del Álcali sobre la Estabilidad Química del Surfactante y Polímero.	108
V.1.2.	Efecto del Álcali sobre la Retención del Surfactante y Polímero.	109
V.2.	Alternativas de Inyección.	111
V.3.	Aplicaciones de Campo.	113
V.4.	Estudios de Laboratorio de Escrutinio.	123
V.4.1.	Caracterización del Crudo.	124
V.4.2.	Estudios del Agua de Inyección.	125
V.4.3.	Caracterización de Núcleos e Interacción Roca-Fluidos del Yacimiento.	126
V.4.4.	Estudios de Recuperación en Núcleos del Yacimiento.	126
VI.	Factibilidad de Inyección ASP en el Activo Cinco Presidentes.	127
VI.1.	Selección del Campo.	128
VI.2.	Descripción General del Campo Ogarrio.	130

VI.3.	Determinaciones de Laboratorio.	139
VI.3.1.	Determinación de Propiedades Físicas de los Fluidos del Yacimiento.	141
VI.3.2.	Determinación del Número Acido.	147
VI.3.3.	Caracterización de Núcleos del Yacimiento.	148
VI.3.4.	Determinaciones Reológicas de Soluciones Poliméricas con el Agua de Inyección y Agua de Formación.	152
VI.3.5.	Determinación de Isotermas de Adsorción de Surfactantes.	157
VI.3.6.	Determinación de la Tensión Interfacial con Soluciones Alcalinas.	162
VI.3.7.	Pruebas de desplazamiento.	169
VI.4.	Factibilidad de Inyección ASP.	171
Conclusiones y Recomendaciones		180
Apéndice A: Actualización del Modelo Geológico.		183
Nomenclatura.		191
Referencias.		194

RESUMEN

La explotación de los campos petroleros por comportamiento primario y Recuperación Secundaria por inyección de agua, en general deja cantidades importantes de hidrocarburos remanentes que son retenidos por las fuerzas capilares del medio poroso en que se encuentran. Las fuerzas viscosas e inerciales del agua inyectada no son suficientes para vencer las fuerzas capilares debido a su baja viscosidad, por lo que una opción para mejorar la eficiencia de desplazamiento del agua de inyección e incrementar la recuperación final de hidrocarburos es agregar agentes químicos que tienen como objetivo principal incrementar la viscosidad del agua de inyección y disminuir la Tensión Interfacial agua-aceite, lo que da como resultado frentes de desplazamiento uniformes y movilización del aceite remanente.

En el Activo Integral Cinco Presidentes de la Región Sur, algunos campos han sido explotados por Recuperación Secundaria con inyección de agua, por lo que se cuenta con infraestructura instalada que sólo necesita ser modificada para la inyección de agentes químicos y continuar utilizando dicha infraestructura, por otra parte, se tienen en cartera proyectos de inyección de agua en áreas nuevas de los campos; en base a las ideas anteriores y aplicando los criterios de escrutinio generales para elegir un método de Recuperación Mejorada se decidió como objetivo de este trabajo analizar y definir la factibilidad de aplicación del proceso de Recuperación Mejorada por inyección de Alkali, Surfactante y Polímero (ASP) en el Activo, eligiendo el Bloque A del campo Ogarrio.

El Bloque A del campo Ogarrio es uno de los campos importantes del Activo, se localiza en la porción occidental del estado de Tabasco dentro de la provincia geológica de las Cuencas Terciarias del Sureste. La estructura es un anticlinal alargado orientado de Noroeste a Sureste formado por intrusión salina. La zona productora se encuentra en la formación Encanto a profundidades de 1500 a 2500 m y esta constituida por secuencias de arenas-lutitas; los yacimientos se encuentran sellados en la parte superior por cuerpos arcillosos y lateralmente por cambio de facies, acuñamientos,

fallas y truncamiento con la sal. Las propiedades promedio de permeabilidad y porosidad son 200 md y 22% respectivamente. La presión inicial fue del orden de 290 kg/cm² y la presión actual varía de 100 a 180 kg/cm², con una temperatura del orden de 87°C.

El área del Bloque A es del orden de 18 km² y se le estimó un volumen original de hidrocarburos de 732.7 mmbbls, del cual se han producido 86.5 mmbbls, lo que representa un factor de recuperación de 11.8%. La reserva remanente 3p al 1 de Enero de 2008 se estima en 56.2 mmbbls.

Debido al alcance del presente trabajo, el análisis de factibilidad se efectuó en base a la teoría y experiencia obtenida de campo a través de la literatura técnica consultada, pero principalmente en base a las mediciones directas de laboratorio que son sugeridas como pruebas de escrutinio, y que se efectuaron con muestras de roca y fluidos representativas del campo.

Las mediciones de laboratorio realizadas fueron principalmente determinaciones del comportamiento reológico de las soluciones poliméricas, adsorción de surfactante por la roca del yacimiento, disminución de la Tensión Interfacial con soluciones alcalinas y caracterización fisicoquímica del agua de inyección, agua de formación y aceite del yacimiento. Las determinaciones petrofísicas, análisis mineralógicos y pruebas de desplazamiento por inyección de agua se tomaron de los informes existentes del campo.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

En la actualidad la demanda de hidrocarburos en el mundo se ha incrementado y se espera que en el futuro esta siga creciendo, por lo que es importante satisfacer dicha demanda. Por esta razón es que los países y compañías productoras de hidrocarburos se han fijado la meta de incrementar y/o mantener su producción y reserva de petróleo; una forma de conseguir este objetivo es la implantación de métodos de Recuperación Mejorada para incrementar los factores de recuperación de hidrocarburos en los campos maduros.

Las regiones petroleras de nuestro país tienen muchos campos maduros que en el mejor de los casos algunos pocos han sido explotados por recuperación secundaria, y en casos excepcionales se ha probado la Recuperación Mejorada, sin que se llegue a aplicar a escala de campo; por lo que aún se tiene cantidades considerables de hidrocarburo remanente factible de ser explotado por algún mecanismo de Recuperación Mejorada.

Los campos petroleros que administra el Activo Cinco Presidentes han sido explotados por comportamiento primario y por inyección de agua como método de Recuperación Secundaria, por lo que se cuenta con infraestructura instalada para inyección de agua, y se tienen proyectos para continuar la inyección de agua en áreas nuevas de dichos campos. En este sentido se pensó en primera instancia en la posibilidad de mejorar la eficiencia de desplazamiento del agua de inyección con la adición de agentes químicos aprovechando la infraestructura instalada.

En general los métodos de Recuperación Mejorada por inyección de agentes Químicos han sido desplazados y ubicados como última alternativa debido a su complejidad y alto costo; sin embargo, en los últimos años ha surgido la alternativa de la tecnología ASP, la cual ha abierto una ventana de oportunidad a los métodos químicos.

La tecnología ASP consiste en aprovechar la sinergia de la inyección combinada de Alkali, Surfactante y Polímero para disminuir las fuerzas capilares responsables de la retención de los hidrocarburos en el medio poroso, mediante la disminución de la tensión interfacial y el control de la movilidad del frente de desplazamiento. El ASP enfatiza el uso del álcali debido a que su costo es considerablemente menor que el del surfactante; su función es interactuar con los compuestos ácidos orgánicos del crudo generando detergentes in situ que se combinan con los surfactantes inyectados alcanzando valores de tensión interfacial ultrabajos, además de ser un agente de sacrificio que ayuda a disminuir las pérdidas por adsorción de los polímeros y surfactantes. Las ventajas anteriores del álcali hacen de la tecnología ASP factible de ser aplicable debido a la disminución en las cantidades de surfactante y polímero a ser utilizado en un proceso de Recuperación Mejorada lo que tiene un beneficio directo en la disminución del costo de operación.

Aunque la bondad del álcali no se obtiene en todos los crudo; sólo algunos tipos de crudos con cantidades suficientes de compuestos ácidos orgánicos son idóneos para reaccionar con el álcali y lograr las bondades anteriores. Por esta razón, se ha tomado como objetivo de este trabajo analizar la factibilidad de aplicación de la Recuperación Mejorada por inyección de Alkali, Surfactante y Polímero (ASP), en un campo petrolero de la Región Sur, efectuando mediciones básicas en el laboratorio utilizando muestras representativas de la roca y fluidos del yacimiento, que de forma rápida y económica apoyen en la determinación de continuar con un programa detallado de evaluación del ASP.

CAPÍTULO II

REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Es aparente que en los últimos años, el descubrimiento de nuevos yacimientos con grandes acumulaciones de hidrocarburos es menos frecuente, y que los yacimientos descubiertos tiene como característica común que las profundidades y costos de extracción son cada vez mayores. Todo parece indicar que la época de la extracción de hidrocarburos fácil y a bajo costo ha concluido.

En promedio a nivel mundial el 65% de todos los volúmenes de hidrocarburos descubiertos permanece en el subsuelo, representando un reto para la ingeniería de yacimientos incrementar los factores de recuperación de los yacimientos mediante técnicas más sofisticadas de explotación, como los métodos de Recuperación Mejorada.

Con el propósito de presentar una alternativa de explotación para los campos que han sido barridos con la inyección de agua, se hace una revisión de la literatura referente al mejoramiento de la eficiencia del barrido por agua con la adición de químicos en particular de la mezcla ASP (Alcali, Surfactante y Polímero).

II.1.- La Inyección de Agua.

La inyección de agua es el método de recuperación secundaria usado más ampliamente^{1,2*}, debido principalmente a: (1) la disponibilidad del agua, (2) la facilidad relativa con la que se inyecta debido a la carga hidrostática que se logra en los pozos de inyección, (3) la facilidad de movimiento del agua en el yacimiento, y (4) la eficiencia del agua para desplazar el aceite. Los dos últimos puntos en realidad son cuestionables como ventajas. La facilidad de movimiento del agua de inyección, resultado de interrelaciones complejas roca-fluidos, es la responsable de la baja eficiencia de desplazamiento del aceite.

En general, la eficiencia de la recuperación secundaria está limitada por dos factores principales:

- A la escala del medio poroso el aceite alcanza una saturación residual suficientemente baja, tal que para el caso particular de un sistema preferentemente mojado por agua, éste se encuentra en forma de glóbulos discontinuos atrapados por las fuerzas capilares.
- A la escala del yacimiento existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra, debido a su baja permeabilidad, o porque el patrón de inyección de los pozos no es el favorable. Esto ocasiona que los fluidos inyectados sigan caminos preferenciales.

Los factores anteriores son el resultado de las interrelaciones roca-fluidos propia de los yacimientos, tales como la presión capilar, la mojabilidad de la roca, las curvas de permeabilidades relativas, la tensión interfacial y la relación de movilidades.³ Los métodos de recuperación secundaria no pueden alterar estas características de los yacimientos, por lo que es necesario considerar métodos alternativos que ayuden a mejorar la eficiencia de desplazamiento del aceite.

II.2.- Los Métodos de Recuperación Mejorada.

La recuperación mejorada busca disminuir los efectos adversos de los factores que generan el entrapamiento del aceite, mediante diferentes métodos.^{4,5,6} Algunos controlan los frentes de desplazamiento modificando la relación de viscosidades y otros modifican la tensión interfacial, mediante procesos térmicos, químicos, miscibles y algunos especiales como el microbial. Es común que un solo método modifique ambas propiedades. En la Tabla 2.1 se presentan los Métodos de Recuperación Mejorada existentes.

Tabla 2.1. Métodos de Recuperación Mejorada, Taber, et al.⁷

<p>Métodos de inyección de gas (e hidrocarburos solventes)</p> <ul style="list-style-type: none"> Inyección de gas "inerte" Inyección de nitrógeno Inyección de gas de combustión Inyección de gas hidrocarburo (y líquido) <ul style="list-style-type: none"> Inyección de gas a alta presión Inyección de gas enriquecido Inyección de solventes miscibles (LPG o propano) Inyección de CO₂
<p>Métodos mejorados de Inyección de agua</p> <ul style="list-style-type: none"> Inyección de alcohol-solventes miscibles Inyección micelar/polímero (surfactante) Inyección de agua a Tensión Interfacial baja Inyección de álcali Inyección ASP Inyección de polímeros Inyección de geles para control de agua Inyección microbial
<p>Métodos térmicos</p> <ul style="list-style-type: none"> Combustión in-situ Combustión estándar Combustión húmeda Combustión enriquecida-O₂ Combustión inversa Inyección de vapor y agua caliente Inyección de agua caliente Estimulación con vapor Inyección de vapor Extracción por minas superficiales

La selección del método de Recuperación Mejorada debe hacerse para cada campo en particular, tomando como guía criterios que han sido establecidos con base en la experiencia de campo y al estudio de los mecanismos de desplazamiento del aceite, además de considerar el aspecto económico.^{7,8} Ejemplo de estos criterios se presentan en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2. Resumen de los criterios de selección para los métodos de Recuperación Mejorada.⁷

Método	Propiedades del Aceite			Características del yacimiento					
	°API	Viscosidad (cp)	Composición	Saturación de aceite (%)	Tipo de formación	Espesor neto (ft)	Permeabilidad promedio (md)	Profundidad (ft)	Temperatura (°F)
Métodos de Inyección de Gas (Miscible)									
Nitrógeno y gas de combustión	> 35 <u>↗</u> <u>48</u> <u>↗</u>	< 0.4 <u>↘</u> <u>0.2</u> <u>↘</u>	Alto porcentaje de C ₁ a C ₇	> 40 <u>↗</u> <u>75</u> <u>↗</u>	Arenisca o carbonato	Delgado a menos que tenga echado	NC	> 6000	NC
Hidrocarburos	> 23 <u>↗</u> <u>41</u> <u>↗</u>	< 3 <u>↘</u> <u>0.5</u> <u>↘</u>	Alto porcentaje de C ₂ a C ₇	> 30 <u>↗</u> <u>80</u> <u>↗</u>	Arenisca o carbonato	Delgado a menos que tenga echado	NC	> 4000	NC
CO ₂	> 22 <u>↗</u> <u>36</u> <u>↗</u>	< 10 <u>↘</u> <u>1.5</u> <u>↘</u>	Alto porcentaje de C ₅ a C ₁₂	> 20 <u>↗</u> <u>55</u> <u>↗</u>	Arenisca o carbonato	Amplio rango	NC	> 2500	NC
Gases Inmiscibles	> 12	< 600	NC	> 35 <u>↗</u> <u>70</u> <u>↗</u>	NC	NC si existe echado y/o buena permeabilidad vertical	NC	> 1800	NC
Inyección de Agua (mejorada)									
Inyección de Micellar/Polímero, ASP y Alkali	> 20 <u>↗</u> <u>35</u> <u>↗</u>	< 35 <u>↘</u> <u>13</u> <u>↘</u>	Ligero, intermedio, algunos ácidos orgánicos para inyección de alcali	> 35 <u>↗</u> <u>53</u> <u>↗</u>	De preferencia arenisca	NC	> 10 <u>↗</u> <u>450</u> <u>↗</u>	< 9000 <u>↘</u> <u>3250</u>	< 200 <u>↘</u> <u>80</u>
Inyección de Polímero	> 15	< 150, > 10	NC	> 50 <u>↗</u> <u>80</u> <u>↗</u>	De preferencia arenisca	NC	> 10 <u>↗</u> <u>800</u> <u>↗</u> ^b	< 9000	< 200 <u>↘</u> <u>140</u>
Térmico Mecánico									
Combustión	> 10 <u>↗</u> <u>16</u> <u>→ ?</u>	< 5000 ↓ <u>1200</u>	Algunos componentes asfálticos	> 50 <u>↗</u> <u>72</u> <u>↗</u>	Arena / arenisca	> 10	> 50°	< 11500 <u>↘</u> <u>3500</u>	> 100 <u>↗</u> <u>135</u>
Vapor	> 8 a <u>13.5</u> <u>→ ?</u>	< 200000 ↓ <u>4700</u>	NC	> 40 <u>↗</u> <u>66</u> <u>↗</u>	Arena / arenisca	> 20	> 200 <u>↗</u> <u>2540</u> <u>↗</u> ^d	< 4500 <u>↘</u> <u>1500</u>	NC
Extracción superficial	7 a 11	Cero flujo en frío	NC	> 8%wt arena	Arena bituminosa	> 10°	NC	> 3 : 1 relación de sobrecarga / arena	NC

NC = No Crítico

Los valores subrayados representan el valor promedio para los proyectos de campo actuales.

b: > 3 md para algunos yacimientos de carbonatos si solo se quiere barrer el sistema de fracturas

c: Transmisibilidad > 20 md-ft/cp

d: Transmisibilidad > 50 md-ft/cp

e: Ver profundidad

II.3.- La Inyección de Productos Químicos.

Cuando se ha decidido que la inyección de agua es aplicable en un campo, una alternativa para el mejoramiento de la eficiencia de desplazamiento es la inyección de químicos.

El objetivo de la inyección de químicos es mejorar la eficiencia de barrido volumétrico del agua de inyección, para recuperar la fase de aceite discontinua que se encuentra atrapada en el medio poroso, mediante mecanismos como⁹:

II.- REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

- La reducción de la tensión interfacial entre el aceite y el agua.
- La alteración de la relación de movilidades.
- La alteración de la mojabilidad de la roca.

La inyección de químicos ha tenido algunos éxitos en el campo; sin embargo, debido al alto costo de los productos químicos y a las fluctuaciones del precio del crudo, el éxito económico ha sido pobre. En este sentido, durante los últimos años se han hecho intentos para reducir los costos, mediante técnicas que permitan reducir las pérdidas de químicos debido a la adsorción de la roca. Una forma de conseguir lo anterior es mediante el uso de agentes químicos de sacrificio, los cuales actúan como agentes bloqueantes que disminuyen la adsorción de la roca; ejemplo de estos son los lignosulfonatos o polímeros de bajo peso molecular. Otro agente químico sacrificable de bajo costo que ha permitido darle un nuevo impulso a la Recuperación Mejorada por inyección de químicos es el álcali.¹⁰

Los álcalis disminuyen el contenido iónico divalente del sistema roca-fluido, e incrementan la carga negativa de la superficie de la roca para minimizar la pérdida de químicos; pueden usarse en un preflujado antes de la inyección de un bache micelar o una solución polimérica, o agregarse directamente a surfactantes o polímeros.¹⁰

La inyección combinada de químicos ASP (Alcali, Surfactante y Polímero) es una tecnología reciente, que combina el mejoramiento de la eficiencia de barrido volumétrico de los polímeros con el potencial de incremento de aceite del desplazamiento por surfactante/polímero. La tecnología ASP enfatiza la tecnología de inyección de álcali, debido a que su costo es considerablemente menor que el del surfactante. La esencia de este método es hacer reaccionar el álcali con los ácidos orgánicos presentes en el crudo para formar detergentes naturales del petróleo. Los detergentes generados in situ interactúan con el surfactante de la mezcla para producir valores de tensión interfacial ultrabajos.¹¹ Trabajos recientes de laboratorio y de campo han demostrado la factibilidad técnica y económica de la inyección ASP.^{12,13,14,15,16,17}

Futuro de la Inyección de Químicos.

En los últimos años, se han aplicado los proyectos de Recuperación Mejorada según sus beneficios técnicos y económicos, como se muestra en la Figura 2.1.

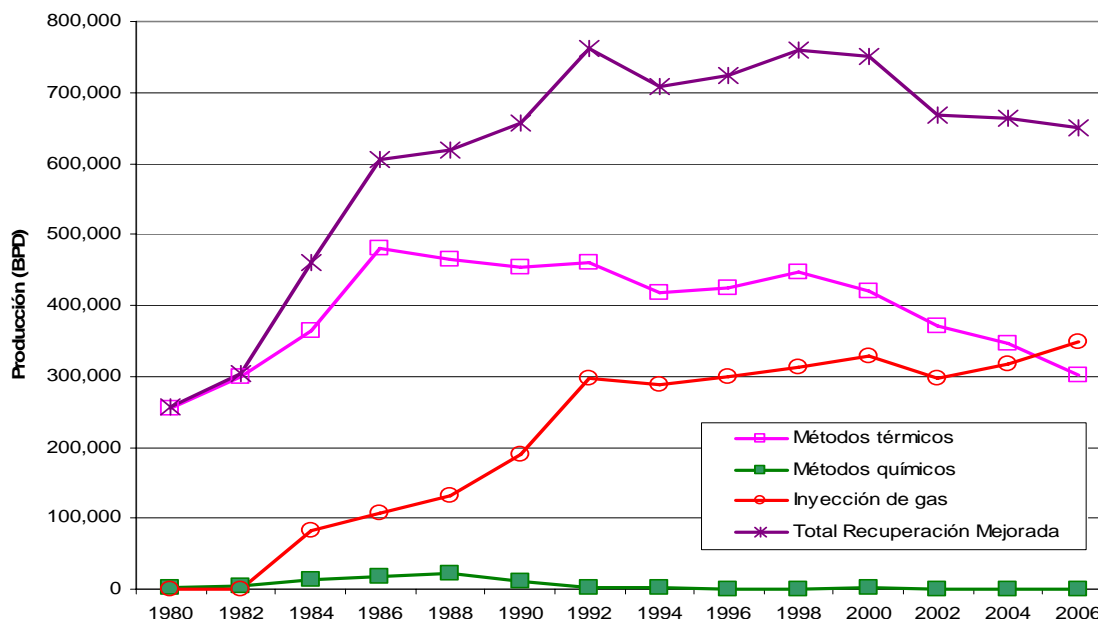


Figura 2.1. Comportamiento de la producción por Recuperación Mejorada en EUA.¹⁸

De la Figura 2.1, se puede observar que la aplicación de la inyección de químicos va a la baja en Estados Unidos; sin embargo, aún hay excelente investigación en relación a estos, y en países como China, Venezuela, e India se está trabajando en implantar la inyección de químicos. Canadá y Estados Unidos también tienen planeados proyectos de Recuperación mejorada con inyección de químicos.¹⁹ Lake presentó una proyección para los métodos de Recuperación Mejorada, tomada de la National Petroleum Council (1984), la cual se muestra en la Figura 2.2. En esta figura se puede observar para la inyección de químicos un escenario optimista con el avance tecnológico.

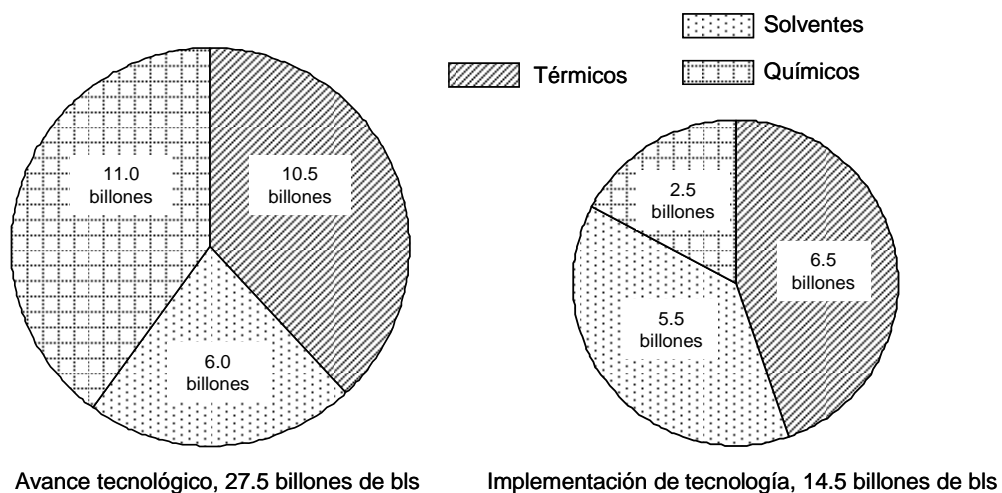


Figura 2.2. Proyecciones para los métodos de Recuperación Mejorada.⁵

Trabajos recientes^{19,20,21} mencionan que la inyección de químicos ofrece una buena opción para reactivar los campos maduros, en especial aquellos que han estado sujetos a inyección de agua. La reactivación de estos campos representaría un incremento importante de las reservas mundiales actuales, por lo que es de importancia continuar con los estudios para mejorar el desempeño técnico y económico de la inyección de químicos.

CAPÍTULO III

ASPECTOS DE LA INYECCIÓN DE AGUA

De los métodos de recuperación secundaria, la inyección de agua es el más ampliamente aplicado a los campos petroleros. Este método se lleva a cabo en forma inmisible y tiene por objetivo: (1) desplazar el aceite remanente, una vez que la etapa de explotación primaria ha concluido, o bien, (2) represionar o mantener la presión de yacimiento.

Una de las formas mejores para entender los procesos de recuperación mejorada, en particular la inyección de químicos, es a través del entendimiento del proceso de desplazamiento inmisible agua-aceite. Esto es, reconocer los efectos que tiene la interacción roca-fluidos sobre la eficiencia de desplazamiento del agua de inyección.

III.1.- Interacciones Roca-Fluido y Fluido-Fluido.

En un medio poroso, esto es, a nivel microscópico, las características del flujo y distribución de los fluidos residentes, están determinadas por las interacciones entre la roca y las diferentes fases presentes. Las interacciones roca-fluidos y fluido-fluido que gobiernan el comportamiento, y por tanto la eficiencia de un proceso de inyección de agua son en general:

- Tensión Interfacial.
- Mojabilidad.
- Presión Capilar.
- Permeabilidades relativas.
- Relación de viscosidades.

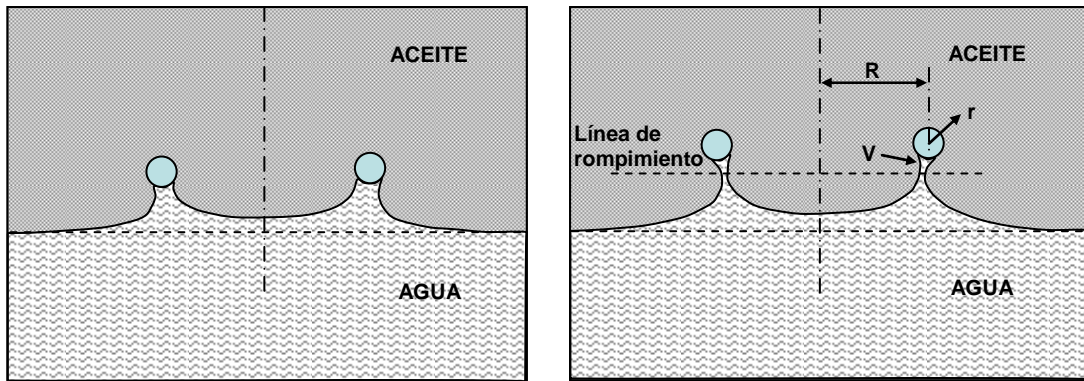
III.1.1.- Tensión Interfacial.

La presencia de fluidos inmiscibles en el yacimiento (aceite/agua, aceite/gas, agua/gas, o aceite/agua/gas) origina la presencia de interfaces, en las cuales se ejerce un esfuerzo de tensión conocido como Tensión Interfacial. Dos o más fases se consideran inmiscibles a ciertas condiciones específicas de presión y temperatura, si en un periodo de tiempo suficiente para que ocurra el equilibrio de fases, se forma una interfase visible, después de que las fases han sido mezcladas vigorosamente.

La interfase entre dos fases inmiscibles es una región de solubilidad limitada, que en la mayoría de las situaciones, sólo es de un espesor correspondiente al de algunas moléculas. Puede visualizarse como un límite entre las fases que se presenta debido a que las fuerzas de atracción que existen entre las moléculas que se encuentran en una misma fase, son mayores que las fuerzas de atracción entre moléculas pertenecientes a fases diferentes².

La tensión interfacial es una propiedad termodinámica fundamental de una interfase, y se define como la energía requerida para incrementar el área de la interfase en una unidad. Generalmente la tensión interfacial se refiere a la tensión generada en una interfase de dos líquidos, mientras que para el caso particular de la interfase entre un líquido y su vapor (o el aire) se le denomina tensión superficial.

Una forma para determinar la tensión interfacial es mediante el uso de un tensiómetro. La Figura 3.1 muestra la determinación de la tensión interfacial agua-aceite mediante un tensiómetro. En esta medición, el anillo se coloca en la interfase y se levanta aplicando una fuerza. A medida que el anillo se jala hacia arriba a través de la interfase, el área de ésta se incrementa hasta que ocurre un rompimiento, con lo que la fase cuya continuidad se había interrumpido recupera su continuidad anterior.



a) Distensión de la interfase durante la medición de la tensión interfacial.

b) Condición de la interfase al rompimiento.

Figura 3.1. Determinación de la Tensión Interfacial con un tensiómetro en una interfase agua-aceite, Willhite.²

La magnitud de la tensión interfacial se obtiene dividiendo la fuerza a la que ocurrió el rompimiento entre la magnitud de la circunferencia del anillo, corregida por un factor geométrico. Existen otras técnicas de medición de la tensión interfacial más sofisticadas.

Algunos valores de tensión interfacial medidos en sistemas agua-aceite se presentan en la Tabla 3.1. De la tabla se pueden observar valores comunes de la tensión interfacial para sistemas agua-aceite en el rango de 10 a 30 dinas/cm, o 10 a 30 mN/m a condiciones de 77 °F (25 °C). En la aplicación de métodos de recuperación mejorada, se han reportado valores ultrabajos de tensión interfacial, menores que 10^{-3} dinas/cm en sistemas ASP.^{10,11}

La tensión interfacial puede verse también como una medida de la miscibilidad. A medida que la tensión interfacial disminuye, las dos fases se aproximan a la miscibilidad. Por ejemplo, para una sustancia dada, a medida que ésta se aproxima a sus condiciones críticas (punto crítico), las propiedades de la fase líquida no se distinguen de las de la fase vapor, por lo que la tensión interfacial en este punto llega a ser cero. La Figura 3.2 muestra la reducción de la tensión interfacial con la presión, a

medida que ésta se aproxima a la presión crítica de 2420 psia para un sistema metano-pentano a 100 °F (38 °C).

Tabla 3.1. Valores de Tensión Interfacial para aceites crudos a T = 77 °F, Willhite.²

<u>Campo</u>	<u>Formación</u>	<u>Estado</u>	<u>Viscosidad del aceite (cp)</u>	<u>Tensión Interfacial (dinas/cm)</u>
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	Paleoceno	Libya	5.1	27.1
Black Bay	Mioceno	Louisiana	70.8	17.7
Bar-Dew	Bartlesville	Oklahoma	9.0	17.7
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 Distric	Allen	Oklahoma	22.0	25.9
Squirrel	Squirrel	Oklahoma	33.0	22.3
Berclair	Vicksburg	Texas	44.5	10.3
Greenwood-Waskon	Wacatoch	Louisiana	5.9	11.9
Ship Shoal	Mioceno	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	Mioceno	Louisiana	22.4	31.5
North Shongaloo-Red	Tokio	Louisiana	5.2	17.7
Elk Hills	Shallow Zone	California	99.2	12.6
Eugene Island	Mioceno	Louisiana	27.7	15.3
Fairport	Reagan	Kansas	31.8	23.4
Long Beach	Alamitos	California	114.0	20.5
Colgrade	Wilcox	Louisiana	360.0	19.0
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	Devónico	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

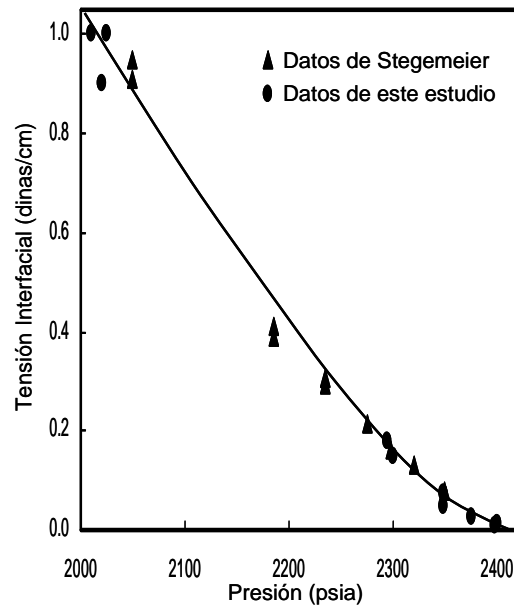


Figura 3.2. Variación de la Tensión Interfacial con la presión para un sistema metano-pentano a 100 °F, Willhite.²

III.1.2.- Mojabilidad.

La interacción entre la superficie de la roca del yacimiento y los fluidos confinados en el espacio poroso influye en la distribución de los fluidos, así como también, en el comportamiento del flujo en el medio poroso. Cuando dos fases inmiscibles se ponen en contacto con una superficie sólida, generalmente una de las fases es atraída hacia la superficie más que la otra fase. Esta fase se identifica como la fase mojante mientras que la otra fase es la fase no-mojante. En otras palabras, se dice que un fluido moja en forma preferencial la superficie de un sólido cuando éste se adhiere y tiende a espaciarse sobre ella, en presencia de otros fluidos.

La mojabilidad puede explicarse cualitativamente mediante el balance de fuerzas entre dos fluidos inmiscibles (agua y aceite) y el sólido mostrado en la Figura 3.3. Las fuerzas que están presentes en la línea de contacto son:

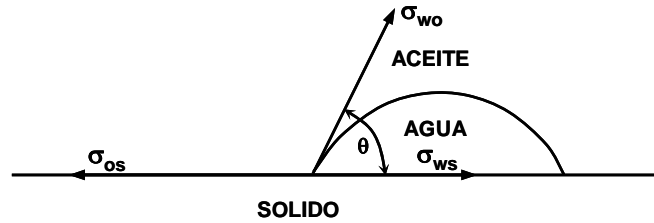


Figura 3.3. Mojabilidad de un sistema agua-aceite-roca en equilibrio, Craig.¹

σ_{os} : Tensión interfacial sólido-aceite.

σ_{ws} : Tensión interfacial sólido-agua.

σ_{wo} : Tensión interfacial agua-aceite.

θ_c , es el ángulo de contacto y se mide a través de la fase agua hacia σ_{wo} , la tangente a la interfase en la línea de contacto. En equilibrio, el sistema cumple con la condición $\Sigma F_x = 0$, de donde se obtiene la ecuación de Young Dupre:

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{wo} \cos \theta_c \quad (3.1)$$

A la fecha σ_{os} y σ_{ws} no pueden medirse directamente. Sin embargo, σ_{wo} y θ_c , si pueden determinarse independientemente en el laboratorio, siendo estos parámetros los que proporcionan una medida de la mojabilidad de la roca.

Clasificación de la Mojabilidad.

Considerando la Figura 3.3 y la ecuación de Dupre (ec. 3.1), se pueden considerar los casos de mojabilidad siguientes:^{1,22}

Caso 1: $\sigma_{os} > \sigma_{ws}$

De la ecuación de Young Dupre:

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} > 0 \quad \Rightarrow \quad \cos \theta_c > 0$$

Esto implica que $0^\circ < \theta_c < 90^\circ$, lo que equivale establecer que para $\theta_c < 90^\circ$, la roca es preferentemente mojable por el agua.

Caso 2: $\sigma_{os} < \sigma_{ws}$

De la ecuación de Young Dupre:

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} < 0 \quad \Rightarrow \quad \cos \theta_c < 0$$

Lo que implica que $90^\circ < \theta_c < 180^\circ$, lo que equivale establecer que para $\theta_c > 90^\circ$, la roca es preferentemente mojada por el aceite.

Caso 3: $\sigma_{os} = \sigma_{ws}$

De la ecuación de Young Dupre:

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = 0 \quad \Rightarrow \quad \cos \theta_c = 0$$

Lo que implica que $\theta_c = 90^\circ$, siendo este el caso de mojabilidad neutra, en la que ninguno de los dos fluidos tiene preferencia para mojar la roca.

Caso 4: $\theta_c = 0^\circ$

En este caso la roca es considerada fuertemente mojable por agua.

Caso 5: $\theta_c = 180^\circ$

Esto implica que la roca es fuertemente mojable por aceite.

La Figura 3.4 ilustra los casos de mojabilidad 1, 2 y 3, respectivamente.

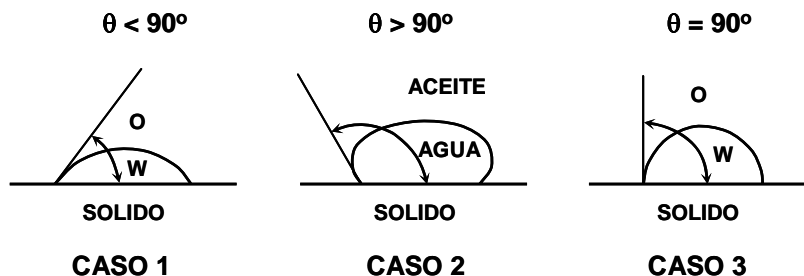


Figura 3.4. Diferentes grados de mojabilidad en un sistema agua-aceite-sólido.

En los inicios de la ingeniería de yacimientos generalmente se consideraba que todas las formaciones eran preferentemente mojadas por agua, debido principalmente a que: (1) las rocas sedimentarias que forman los yacimientos originalmente se depositaron en un medio acuoso y que el aceite migró a ellas mucho más tarde, y por otra parte, (2) la mayoría de los minerales que conforman las rocas sedimentarias, en su estado natural son mojados por agua. Sin embargo, a la fecha ya ha sido establecido que algunas formaciones productoras son mojadas por aceite. Anderson²³ presentó una recopilación y análisis del trabajo intenso de laboratorio que se ha efectuado, resumiendo la investigación de Treiber y cols.,²⁴ quienes midieron la mojabilidad de 55 yacimientos del área de Texas, con los resultados mostrados en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Mediciones de mojabilidad, Treiber y cols.²⁴

	Angulo de contacto (grados)	Yacimientos silicatos (arenas)	Yacimientos carbonatos	Total de Yacimientos
Mojado por agua	0 a 75	13	2	15
Mojabilidad intermedia	75 a 105	2	1	3
Mojado por aceite	105 a 180	15	22	37

La mojabilidad de la roca por aceite se explica por la presencia de componentes polares en el crudo. Estos componentes polares, aparentemente de tipo asfáltico, se adsorben sobre la superficie de la roca y tienden a hacerla mojada por aceite. Este efecto depende también de la naturaleza de la roca; es decir, si es predominantemente de sílice, carbonato o arcilla; por lo tanto, no es posible determinar sólo por la composición de un crudo la mojabilidad que presentará al contacto con una roca.

El hecho de que la mojabilidad de la roca puede alterarse debido a la adsorción de ciertos componentes del crudo, da origen a la idea de que puede existir un tipo de mojabilidad heterogénea. Por lo general, la roca de los yacimientos está compuesta por una variedad amplia de minerales, los cuales tienen diferentes superficies químicas y propiedades de adsorción, lo que origina variaciones en la mojabilidad. Así es como surgen los tipos de mojabilidad conocidos como mojabilidad fraccional y mojabilidad mixta.

Mojabilidad Fraccional. En este tipo de mojabilidad, algunos componentes del crudo se adsorben en ciertas áreas de la roca, de tal forma que dicha porción de la roca es fuertemente mojada por aceite, mientras que el resto es fuertemente mojada por agua. Esta mojabilidad es diferente a la mojabilidad intermedia, en la que se supone que toda la superficie de la roca tiene una preferencia ligera a ser mojada por agua o aceite.

Mojabilidad Mixta. Esta es un tipo especial de mojabilidad fraccional, en la que las superficies mojadas por aceite forman rutas continuas a través de los poros grandes, mientras que los poros pequeños permanecen mojados por agua y no contienen aceite.

Nótese que la distinción principal entre la mojabilidad mixta y la mojabilidad fraccional, es que la última no implica localizaciones específicas para las superficies mojadas por aceite ni rutas continuas mojadas por aceite.

Efecto de la Mojabilidad sobre la Inyección de Agua.

Como puede inferirse, la mojabilidad determina la distribución de los fluidos en el espacio poroso (a nivel microscópico). El fluido que moja la roca se encontrará ocupando los poros más pequeños y los intersticios de los granos de la roca, así también, como una película sobre ellos, dejando al fluido no mojannte en el centro del poro, como se ilustra en la Figura 3.5. La distribución de los fluidos en el medio poroso afectará de manera importante el comportamiento de un proceso de inyección de agua:³

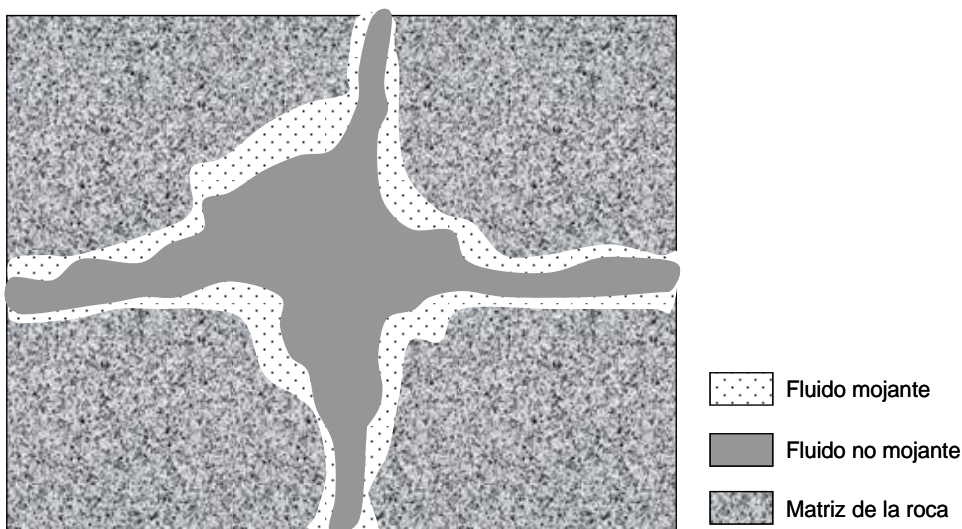


Figura 3.5. Distribución de fluidos en un medio poroso.

a) Roca fuertemente mojada por agua. La fase aceite se encuentra en la parte central de los poros, mientras que el agua se encuentra adherida a las paredes de los poros. En un proceso de inyección de agua, la saturación de agua en los poros se incrementa continuamente; es decir, el proceso se está realizando en la dirección en la que la saturación de la fase mojannte (agua) aumenta continuamente, por lo que se dice que es un **proceso de imbibición**. El comportamiento de un proceso de inyección de agua bajo estas condiciones se ilustra en la Figura 3.6; la recuperación de aceite es eficiente, debido a que el agua se encuentra adherida a los poros; su avance se retrasa ocasionando una irrupción tardía del agua (en relación a un sistema fuertemente mojado por aceite). A la irrupción, la recuperación de aceite es alta y el comportamiento

de la relación agua-aceite (WOR) experimenta un rápido incremento, por lo que la recuperación de aceite posterior a la irrupción es mínima.

b) Roca fuertemente mojada por aceite. La fase aceite se encuentra cubriendo las paredes de los poros, mientras que el agua ocupa los espacios centrales de los poros. Cuando se implanta un proceso de inyección de agua en este tipo de yacimientos, la saturación de agua en los poros se incrementa, mientras que la saturación de aceite disminuye, es decir, el proceso se está realizando en la dirección en la que la saturación de la fase mojante (aceite), disminuye continuamente, por lo que se dice que es un **proceso de drene o drenaje**. En este proceso la recuperación de aceite es ineficiente (Figura 3.6), debido a que la irrupción del agua ocurre temprano, lo cual resulta en una recuperación menor, mientras que la WOR se incrementa paulatinamente, lo que permite recuperar una cantidad importante después de la irrupción del agua, que dependerá del volumen de agua inyectado.

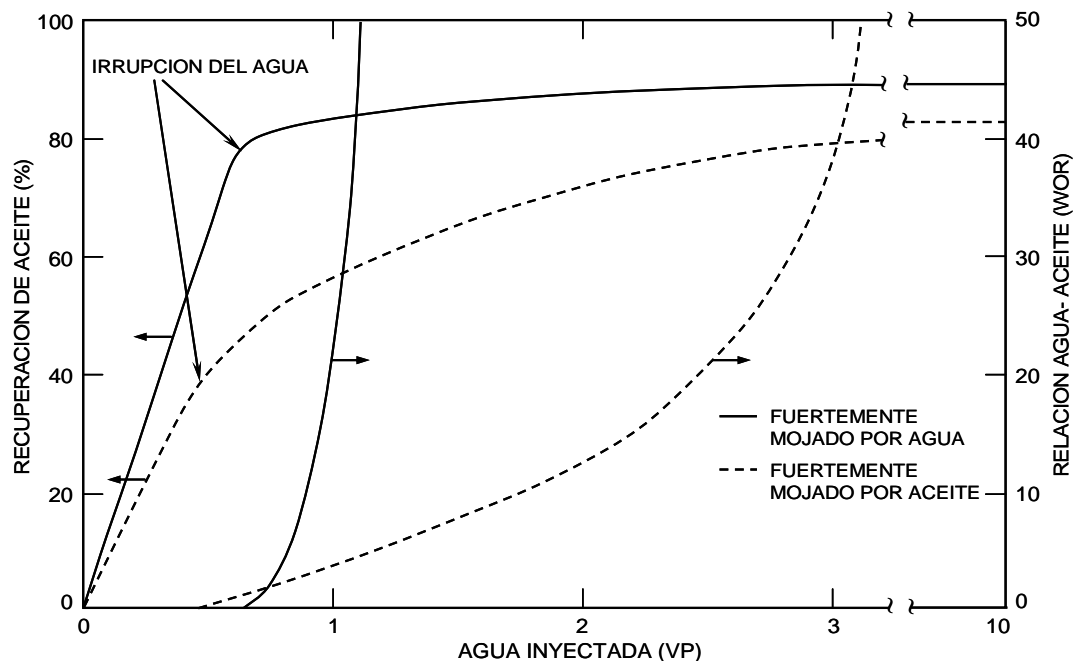


Figura 3.6. Comportamiento típico de la inyección de agua, para sistemas con mojabilidad extrema.

Se ha observado en la práctica que medios porosos cuya mojabilidad no sea extrema, se comportan como un proceso intermedio de los dos casos mostrados. El comportamiento en un medio poroso de **mojabilidad fraccional** también es parecido a estos sistemas (dependiendo de los porcentajes de los granos de roca que corresponden a mojabilidad para cada una de las fases). En estudios relacionados con el comportamiento de medios porosos de **mojabilidad mixta**, se ha observado que durante la inyección de agua, el aceite inmóvil que permanece detrás del frente de inyección, se encuentra unido por filamentos al frente del aceite a lo largo de las superficies mojadas por aceite, lo que permite recuperar cantidades importantes de este aceite antes de que los filamentos delgados se rompan y el aceite quede atrapado.

Determinación de la Mojabilidad.

La importancia de la mojabilidad en el comportamiento de la inyección de agua hace necesaria su determinación. Existen algunos métodos cualitativos que sólo son confiables en los casos de mojabilidades extremas y que no son precisos para los casos de mojabilidad intermedia; por esta razón, son preferibles los métodos cuantitativos para determinar la mojabilidad, que son:²⁵

- a) Angulo de contacto.
- b) Método de Amott.
- c) Índice de Mojabilidad USBM.
- d) Combinación de los métodos Amott/USBM.

a) Angulo de contacto. En el flujo multifásico agua-aceite a través de un capilar, existen las tres posibilidades de medición del ángulo de contacto que se ilustran en la Figura 3.7, las cuales son:

θ = Angulo de contacto en condiciones estáticas.

θ_a = Angulo de avance (agua desplazando aceite).

θ_b = Angulo de retroceso (aceite desplazando agua).

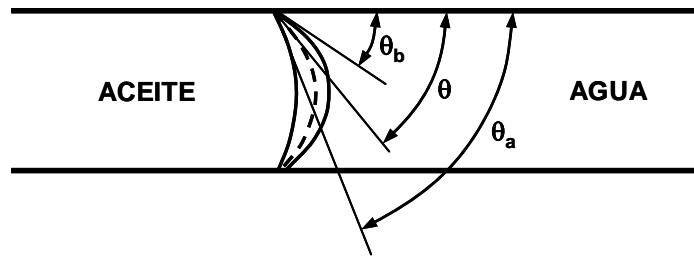


Figura 3.7. Posibilidades de medición del ángulo de contacto en un tubo capilar.

El ángulo de contacto que se emplea normalmente es el ángulo de avance θ_a . Para su medición, el método de laboratorio más utilizado es el de gota fija o inmóvil. En el método se montan una o dos láminas de cristal pulido en una celda de material inerte; la medición se efectúa como sigue:

1. Se limpia la celda y se llena con salmuera sintética.
2. Se pone una gota de aceite entre ambos cristales.
3. Después de unos días se desplazan los cristales de manera paralela.
4. Se mide el ángulo causado por el movimiento de los cristales, y después de unos días se vuelve a medir el ángulo hasta que se obtiene un valor constante.

b) Método de Amott. El método se basa en el hecho de que el fluido mojante, generalmente se imbibirá espontáneamente en el núcleo, desplazando a la fase no mojante; combina la imbibición espontánea y las fuerzas de desplazamiento para medir la mojabilidad promedio de un núcleo. La metodología aplicada es:

1. Sumergir el núcleo en aceite, y medir el volumen desplazado de agua por la imbibición espontánea de aceite después de 20 horas.
2. Centrifugar el núcleo en aceite hasta alcanzar la saturación de agua irreductible y medir la cantidad de agua desplazada, incluyendo el volumen desplazado por la imbibición espontánea.
3. Sumergir el núcleo en salmuera, y medir el volumen de aceite desplazado espontáneamente por imbibición del agua después de 20 horas.

4. Centrifugar el núcleo en salmuera, hasta alcanzar la saturación de aceite residual y medir el volumen total de aceite desplazado.

Las mediciones realizadas durante el procedimiento son:

V_{wsp} : Volumen de agua desplazada por la imbibición de aceite

V_{wt} : Volumen total de agua desplazada por imbibición y centrifugación

V_{osp} : Volumen de aceite desplazado por la imbibición de agua

V_{ot} : Volumen total de aceite desplazado por imbibición y centrifugación

A partir de estas mediciones se definen las relaciones de aceite desplazado (δ_o) y de agua desplazada (δ_w), las cuales se utilizan para definir la mojabilidad según los criterios de la Tabla 3.3.

$$\delta_o = \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} \quad (3.2)$$

$$\delta_w = \frac{V_{osp}}{V_{ot}} \quad (3.3)$$

Tabla 3.3. Criterios para definir la mojabilidad por el método de Amott.

Relación de desplazamiento	Mojado por agua	Mojabilidad neutra	Mojado por aceite
Agua por aceite, δ_o	positivo	cero	cero
Aceite por agua, δ_w	cero	cero	positiva

Una modificación al método de Amott es el método conocido como **Método de Amott-Harvey**, el cual contempla un tratamiento previo a la muestra, que consiste en centrifugar el núcleo, primero en salmuera y luego en aceite para llevarlo a las condiciones de saturación de agua irreductible, antes de iniciar la prueba. Posteriormente se realiza la prueba siguiendo la metodología sugerida por Amott. En

éste método se define el índice de desplazamiento relativo de Amott-Harvey, (I_{AH}), el cual se calcula como sigue:

$$I_{AH} = \delta_w - \delta_o = \frac{V_{osp}}{V_{ot}} - \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} \quad (3.4)$$

El índice relativo de Amott-Harvey variará entre $I_{AH} = +1$ para núcleos fuertemente mojables por agua, hasta $I_{AH} = -1$ para núcleos fuertemente mojables por aceite. La mojabilidad del núcleo se puede determinar, según los intervalos siguientes:

- 1.0 $\leq I_{AH} \leq$ -0.3 Roca mojabable por aceite.
- 0.3 < I_{AH} < +0.3 Roca con mojabilidad intermedia o neutra.
- +0.3 $\leq I_{AH} \leq$ +1.0 Roca mojabable por agua.

La desventaja principal del método de Amott y sus modificaciones es que no proporcionan información en la región cercana a la mojabilidad neutra.

c) Índice de Mojabilidad USBM. Compara el trabajo necesario para que un fluido desplace a otro. El trabajo requerido para que un fluido mojante desplace a uno no mojante es menor que el necesario para el desplazamiento inverso. El trabajo es proporcional al área bajo la curva correspondiente de presión capilar, para un desplazamiento con agua ($A1$) o desplazamiento con aceite ($A2$), Figura 3.8. Con las áreas se define el índice de mojabilidad $I_{USBM} = \log(A1/A2)$; el valor de I_{USBM} determina el tipo de mojabilidad: positivo para la mojabilidad por agua, negativo para la mojabilidad por aceite, y cero para una mojabilidad neutra.

d) Combinación de los métodos Amott-USBM. El procedimiento permite obtener los índices de Amott y del USBM mediante una prueba combinada, en la que además, se determinan los cambios de saturación de agua que ocurren bajo condiciones de $p_c = 0$. El procedimiento se ilustra en la Figura 3.9:

III.- ASPECTOS DE LA INYECCIÓN DE AGUA

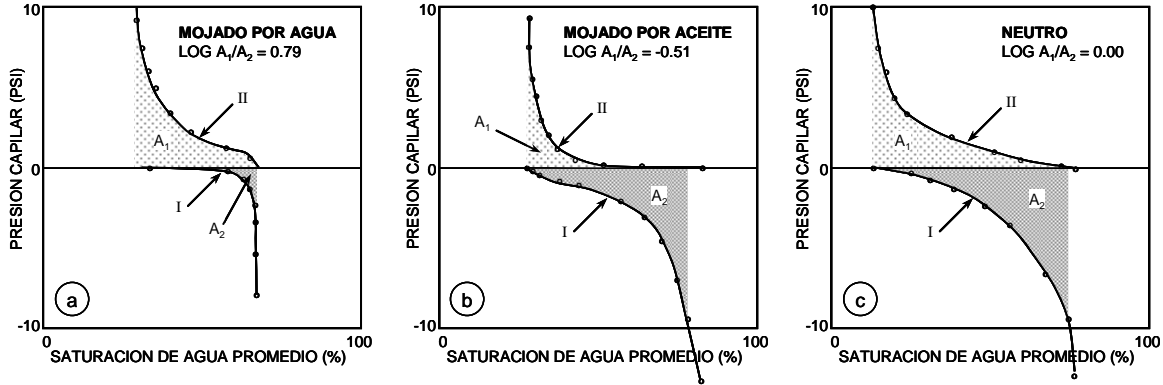
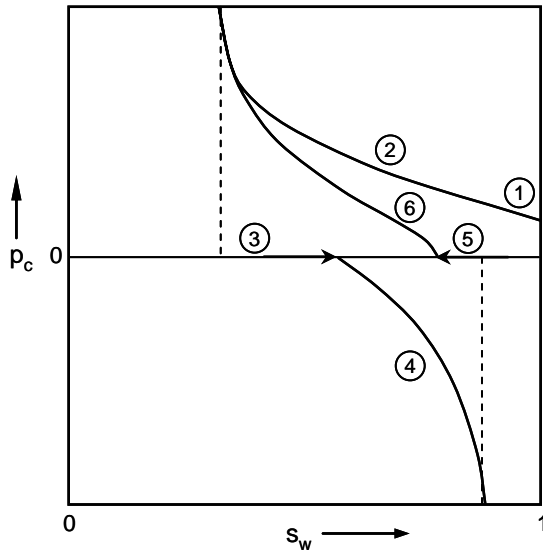


Figura 3.8. Determinación de la mojabilidad con el método USBM.



1. Muestra 100% saturada con agua.
2. Aceite desplazando agua (presión capilar positiva).
3. Imbibición espontánea de agua durante 20 horas.
4. Agua desplazando aceite (presión capilar negativa).
5. Imbibición espontánea de aceite durante 20 horas.
6. Aceite desplazando agua (presión capilar positiva).

Figura 3.9. Método combinado Amott-USBM para la determinación de la mojabilidad.

III.1.3.- Presión Capilar.

El concepto de presión capilar, como característica de una roca porosa, se origina de la representación de ésta, por medio de tubos capilares. La analogía entre los poros de la roca y los tubos capilares es que los diámetros de ambos son pequeños. Cuando dos fluidos inmiscibles se encuentran en un capilar, las fuerzas de superficie inducidas por la preferencia mojante del sólido por uno de los fluidos, elevarán a dicho fluido por encima de la interfase, causando diferencias de presión entre los dos fluidos a

lo largo de la interfase (Figura 3.10)². Por tanto, la presión capilar puede definirse como la discontinuidad en presión a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles en los intersticios de un medio poroso²². Su magnitud depende de la curvatura de la interfase. En general la presión capilar está dada por:

$$p_c = p_{nm} - p_m \quad (3.5)$$

La ingeniería petrolera por convención ha definido a la presión capilar como $p_c = p_o - p_w$ para un sistema agua-aceite, por lo que la presión capilar resulta negativa para un medio poroso mojado por aceite.

Considerando el tubo capilar mostrado en la Figura 3.10, se puede establecer el balance de las fuerzas en equilibrio, $\Sigma F_x = 0$:

$$p_o(\pi r^2) + \sigma_{ws}(2\pi r) - p_w(\pi r^2) - \sigma_{os}(2\pi r) = 0 \quad (3.6)$$

Efectuando el desarrollo algebraico y considerando la ecuación 3.1:

$$p_c = p_o - p_w = \frac{2\sigma_{ow} \cos \theta_c}{r} \quad (3.7)$$

La ecuación 3.7 es un caso especial de una expresión general que fue desarrollada por Laplace, dada por la ecuación 3.8:

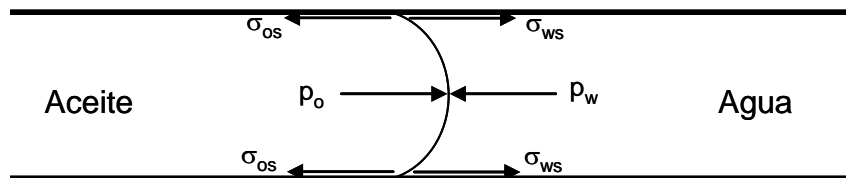


Figura 3.10. Interfase en un sistema inmisible agua-aceite en un tubo capilar mojado por agua, y su balance de fuerzas que actúan sobre dicha interfase.

$$p_c = p_o - p_w = \sigma_{ow} \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) \quad (3.8)$$

En esta expresión r_1 y r_2 son los radios de curvatura de la interfase, para los que se debe considerar lo siguiente: (1) si los radios se encuentran en el mismo lado de la interfase, como en el tubo capilar, ambos son positivos; (2) en caso contrario, el radio menor es positivo y el radio mayor negativo; (3) para un tubo capilar uniforme de radio r , r_1 y r_2 son igual a $r/\cos \theta$.

De la ecuación 3.8 puede notarse que cuando los radios de curvatura tienden a infinito, es decir, se tiene una interfase plana, entonces $1/r_1$ y $1/r_2$ tienden a cero, por lo que $p_c = 0$; Lo contrario sucede cuando r_1 y r_2 son muy pequeños, como en el caso de rocas muy compactas, en donde la p_c es muy grande, del orden de 10 a 100 psi. Cuando los fluidos son miscibles no existe interfase, por lo que $p_c = 0$.

La geometría de un medio poroso (heterogeneidad alternada, transversal y secuencial), es en extremo más compleja que la de los tubos capilares, por lo que difícilmente la ecuación 3.7 y aun 3.8, pueden utilizarse para determinar la presión capilar. Además, la presión capilar tiene una fuerte dependencia de la cantidad de fluidos presentes en el medio poroso, lo que se traduce en una función de la S_w , ya que son éstos los que determinan el radio de curvatura; también la distribución de los fluidos (mojabilidad) afectará el comportamiento de la presión capilar.²⁶ Las pruebas de laboratorio son el único medio para determinar el comportamiento de la presión capilar de un medio poroso determinado.

Las mediciones de laboratorio de la presión capilar muestran el efecto de la mojabilidad, como se indica en la Figura 3.11. Se observa que la trayectoria de p_c vs S_w para un proceso de drene, es diferente a la de un proceso de imbibición. Este efecto, conocido como histéresis entre las curvas de drene e imbibición es característico de las curvas de presión capilar, y se debe principalmente a dos factores principales: (1) el

ángulo de contacto, θ_c , es función de la dirección de desplazamiento, es decir, $\theta_{avance} \neq \theta_{retroceso}$; (2) la geometría del medio poroso impone una condición favorable para la histéresis, debido a las obstrucciones continuas (efecto de cuello de botella).

III.1.4.- Permeabilidades Relativas.

Suponiendo que la ley de Darcy se aplica a cada fase, las permeabilidades de dos o más fases fluyendo a través de un medio poroso pueden determinarse a partir de datos experimentales. Así se define a la permeabilidad relativa como la medida directa de la habilidad del sistema poroso para conducir un fluido, cuando uno o mas fluidos están presentes. Esta propiedad de flujo es el resultado de un efecto compuesto de la geometría del espacio poroso, mojabilidad, distribución de fluidos, e historia de saturación.^{1,27} Por definición:

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k}; \quad k_{rw} = \frac{k_w}{k}; \quad k_{rg} = \frac{k_g}{k} \quad (3.9)$$

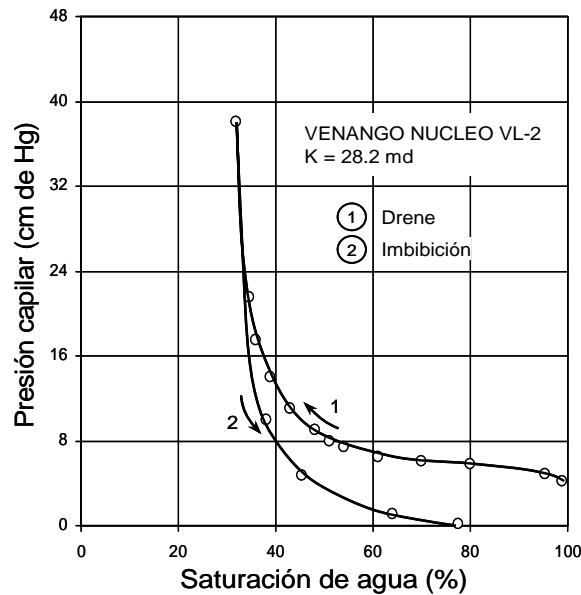


Figura 3.11. Efecto de la historia de saturación sobre la presión capilar.

La permeabilidad base con la que se evalúa la permeabilidad relativa (ecuación 3.9), puede ser (1) la permeabilidad absoluta al aire, (2) la permeabilidad absoluta al agua, y (3) la permeabilidad del aceite a la saturación de agua irreducible, S_{wi} .

Como se mencionó anteriormente, la historia de saturación causa histéresis característica de la presión capilar; un efecto idéntico se presenta en las curvas de permeabilidad relativa. La Figura 3.12 presenta un conjunto de curvas de permeabilidad relativa que muestran el efecto de la historia de saturación; es decir, el efecto de drene e imbibición, en función de la saturación de la fase mojanante.

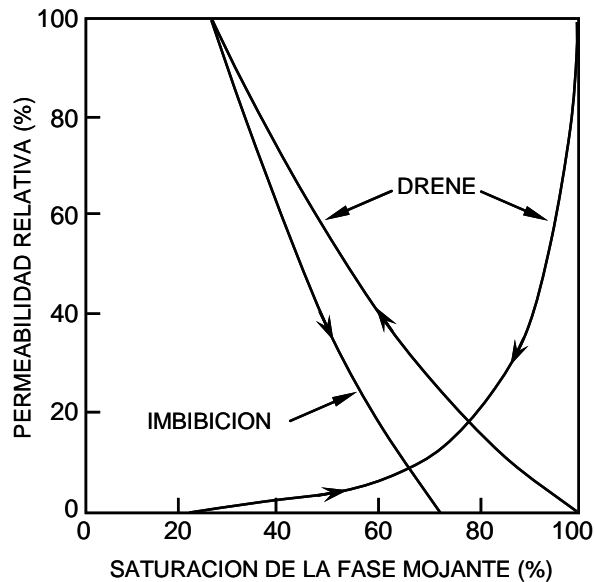


Figura 3.12. Efecto de la historia de saturación sobre la permeabilidad relativa.

III.1.5.- Relación de Movilidades.

Por definición la movilidad de un fluido, λ , se puede definir como:

$$\lambda_f = \frac{k_f}{\mu_f} \tag{3.10}$$

Para un proceso de desplazamiento inmiscible agua-aceite, se definen la movilidad al agua y la movilidad al aceite, como sigue:

$$\lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w} \quad (3.11)$$

$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o} \quad (3.12)$$

Se puede deducir que las movilidades son función de la saturación de agua, S_w , debido a que las permeabilidades K_o y K_w , son función de S_w . El cociente de ambas movilidades se conoce como Relación de Movilidades, M :

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} \quad (3.13)$$

En la ecuación 3.13, la movilidad del agua, λ_w , debe evaluarse a las condiciones de \bar{s}_w existentes en la porción del yacimiento invadida por agua, mientras que la movilidad del aceite, λ_o , deberá evaluarse a condiciones de S_{wc} existente en la región del banco de petróleo.

$$M = \frac{k_w}{\mu_w} \frac{\mu_o}{k_o} = \frac{k_{rw}}{\mu_w} \frac{\mu_o}{k_{ro}} \quad (3.14)$$

De la definición de M , resulta evidente que existirán valores diferentes antes y después de la irrupción del frente de desplazamiento. Para los procesos de inyección de agua, dependiendo del valor de la M , se tendrán dos casos:

- $M < 1$ Se dice que el proceso de desplazamiento se realiza bajo condiciones Favorables
- $M > 1$ Se considera que el proceso de desplazamiento se realiza bajo condiciones desfavorables.

III.2.- Predicción del Comportamiento de la Inyección de Agua.

La predicción de un proceso de desplazamiento inmiscible agua-aceite, se fundamenta en la teoría de flujo fraccional y avance frontal de Buckley y Leverett.^{28,29} Como ya se mencionó, el entendimiento del proceso de inyección de agua es importante para analizar la necesidad de implantar métodos de recuperación mejorada que incrementen la eficiencia de barrido del agua. Aunque existen otros modelos de predicción del comportamiento de inyección de agua, sólo se abordará el método mencionado por ser fundamental para este tema.

III.2.1.- Modelo de Buckley - Leverett.

El desplazamiento en un medio poroso de un fluido mojante por otro no mojante, o viceversa, es un proceso que da lugar a un régimen de flujo no permanente o transitorio, debido a que las saturaciones de ambos fluidos detrás del frente cambian continuamente con el tiempo, lo que origina a su vez cambios en las permeabilidades relativas y velocidades del flujo de cada una de las fases. La Figura 3.13 ilustra la distribución de saturaciones en cuatro etapas de un desplazamiento lineal de aceite por inyección de agua en un medio poroso, a la saturación de agua irreductible, S_{wi} . De acuerdo con la Figura 3.13, el desplazamiento de aceite por agua puede resumirse como sigue:

- a) Antes de iniciarse la inyección de agua, las saturaciones de los fluidos (S_{wc} , S_{oi}) son uniformes a lo largo del medio poroso, $0 \leq x \leq L$.
- b) Posteriormente, con la inyección de agua se produce el desplazamiento del aceite en el medio poroso. En el frente de desplazamiento, $x = x_f$, se presenta un cambio de saturación de agua, de S_{wf} a S_{wc} . Atrás del frente, $x < x_f$, tanto el agua como el aceite se mueven a una velocidad que depende de su permeabilidad relativa y por lo tanto de la saturación de agua local. Adelante del frente, $x > x_f$,

sólo se desplaza el aceite, mientras que el agua permanece inmóvil, dado que se encuentra a su valor de saturación irreducible. Mientras que el frente no alcance el extremo $x = L$, sólo se producirá aceite a un gasto igual al gasto de inyección de agua afectado por el factor de volumen del aceite.

- c) Eventualmente el frente de desplazamiento alcanza el extremo final del medio poroso, $x_f = L$, y ocurre la surgencia de agua. Al tiempo requerido se le conoce como tiempo de surgencia, t_{BT} .
- d) Si se continúa la inyección de agua, $t > t_{BT}$, la producción de aceite tiende a disminuir y la del agua a aumentar, reflejándose en un incremento continuo de la relación agua-aceite (WOR). Dentro del medio poroso, la saturación de aceite tiende a su saturación residual. La inyección de agua puede continuar por tiempo indefinido, sin embargo, existe un límite económico o de abandono del proceso.

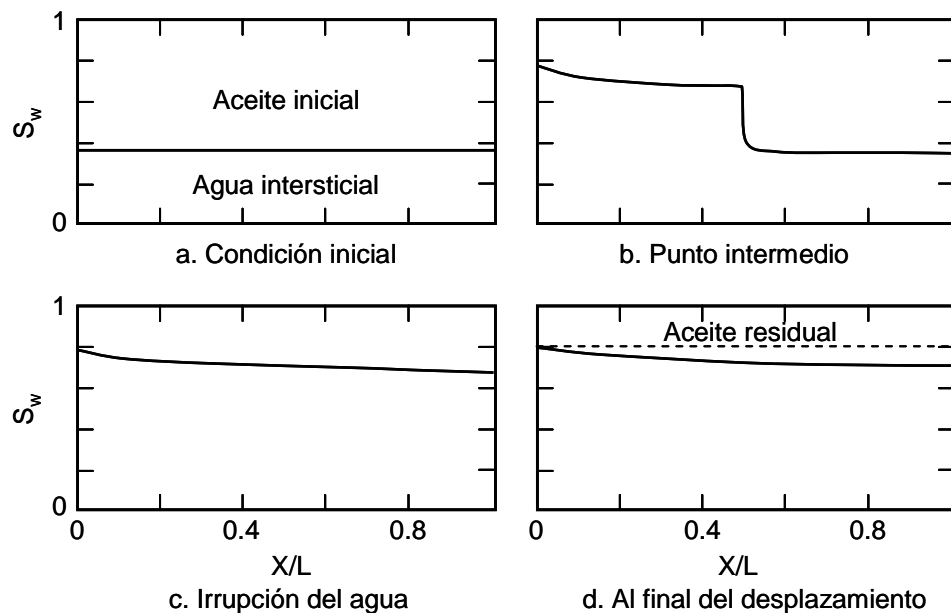


Figura 3.13. Distribución de saturaciones en cuatro etapas de un desplazamiento lineal de petróleo por agua.

Teoría del Flujo Fraccional.

Leverett²⁸ presentó el concepto de flujo fraccional. Partiendo de la ley de Darcy para agua y aceite, Leverett obtuvo:

$$f_w = \frac{1 + \frac{kk_{ro}}{u_i \mu_o} \left(\frac{\partial p_c}{\partial L} - g \Delta \rho \text{sen} \alpha \right)}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}} \quad (3.15)$$

En unidades prácticas:

$$f_w = \frac{1 + 0.001127 \frac{kk_{ro}}{\mu_o q_i} \frac{A}{\partial L} \left(\frac{\partial p_c}{\partial L} - 0.433 \Delta \rho \text{sen} \alpha \right)}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}} \quad (3.16)$$

De la ecuación 3.15, puede observarse que el flujo fraccional de agua, f_w , es función únicamente de la saturación de agua, S_w , esto debido a que las permeabilidades relativas y presión capilar son función de S_w . Todos los factores requeridos para calcular f_w están disponibles de pruebas de laboratorio, excepto uno, el gradiente de presión capilar. Este gradiente puede expresarse como:

$$\frac{\partial p_c}{\partial L} = \frac{\partial p_c}{\partial S_w} \frac{\partial S_w}{\partial L} \quad (3.17)$$

Aunque la variación de p_c con la S_w ($\partial p_c / \partial S_w$), puede estimarse de las curvas de presión capilar obtenidas en el laboratorio, el comportamiento de la variación de la saturación con respecto a la distancia ($\partial S_w / \partial L$), no es posible de determinar, por lo que para el uso práctico de la ecuación 3.15 el término de presión capilar se desprecia, simplificándose de la forma siguiente:

$$f_w = \frac{1 - \frac{k k_{ro}}{u_i \mu_o} (g \Delta \rho \sin \alpha)}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}} \quad (3.18)$$

Además, si se considera que el flujo ocurre en posición horizontal:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}} \quad (3.19)$$

Expresando la ecuación anterior en función de las permeabilidades relativas:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{\mu_o k_{rw}}} \quad (3.20)$$

La ecuación 3.20 también puede obtenerse de una forma más simple a partir de la definición de f_w , como el gasto de agua entre el gasto total:

$$f_w = \frac{q_w}{q_w + q_o} \quad (3.21)$$

Teoría del Avance Frontal.

Esta teoría fue desarrollada por Buckley y Leverett;²⁹ aplicando el principio de conservación de masa al flujo unidireccional (x) de dos fluidos inmiscibles (agua-aceite) en un medio poroso, obtuvieron la ecuación que representa la velocidad de avance de un plano de saturación de agua constante:

$$\left(\frac{dx}{dt}\right)_{S_w} = \frac{q}{\phi A} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_t \quad (3.22)$$

De la ecuación 3.22, se observa que la velocidad a la que se mueve un plano de saturación S_w determinada a lo largo de una trayectoria lineal, es proporcional al gasto de inyección y a la derivada del flujo fraccional con respecto a la saturación de agua. Separando variables e integrando la ecuación 3.22:

$$x = \frac{qt}{\phi A} \frac{\partial f_w}{\partial S_w} \quad (3.23)$$

El perfil de saturaciones resultante (ecuación 3.23) se ilustra en la Figura 3.14. De esta Figura es evidente que para un valor determinado de x , existen tres valores diferentes de S_w ; esto implica que diferentes saturaciones coexisten en un mismo punto y al mismo tiempo, lo cual físicamente es imposible. Buckley y Leverett explicaron que la interpretación correcta de esta curva, es que existe una parte que es imaginaria, y que la curva real es discontinua; el punto de discontinuidad debe determinarse por medio de un balance de materia, lo cual equivale a igualar las dos áreas mostradas como A en la misma Figura 3.14. En la discontinuidad se observa que $\partial S_w / \partial x$ es muy grande, lo que implica que $\partial p_c / \partial x$ también sea muy grande, por lo que los investigadores razonaron que esta zona discontinua debe ser una zona de transición gradual, cuya amplitud dependerá del gasto de inyección. El balance de las áreas es equivalente a considerar como curva verdadera de f_w contra S_w a la recta tangente, ac , en la Figura 3.15. Puesto que para la construcción de esta curva de f_w contra S_w , no se consideró la presión capilar (ni la gravedad), entonces las diferencias en los valores entre la recta tangente y la curva, indicará la magnitud de la presión capilar, por lo que el balancear las áreas equivaldrá a efectuar la corrección por la presión capilar.

En la Figura 3.15, la recta ac , describe los cambios en S_w desde S_{wi} hasta S_{wf} (saturación de agua en el frente de desplazamiento), que corresponde a los puntos a y b, f de la Figura 3.14 respectivamente; el flujo fraccional entre este límite, va de 0 hasta

f_{wf} . La parte de la curva cd representa los cambios desde S_{wf} hasta $1-S_{or}$, que corresponde a los valores de flujo fraccional de f_{wf} hasta 1, que corresponde a la curva ahb de la Figura 3.14. Por otra parte, se ha demostrado que al prolongar la recta tangente hasta interceptar la recta $f_w = 1$, se obtendrá un valor de S_w que corresponde al valor de saturación media atrás del frente, en el momento de la irrupción, S_{wbt} .

En sentido práctico, el perfil de saturaciones no se comporta como la curva $abdf$ de la Figura 3.14, sino que seguirá una forma parecida a la curva $ahdg$. La redondez de

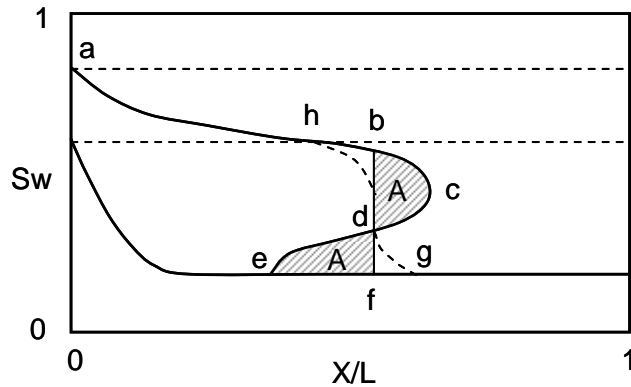


Figura 3.14. Perfil de saturación de agua.

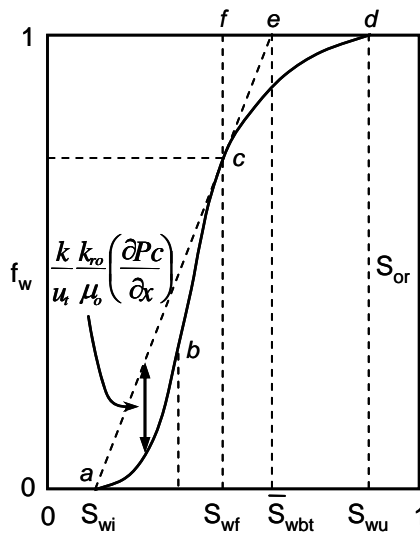


Figura 3.15. Curva de f_w vs s_w .

la curva en la parte superior se debe a la acción de la gravedad cuando el fluido desplazante es más denso que el desplazado (agua – aceite). La sección curva de la parte inferior ocurre cuando el fluido desplazante moja o es imbebido por el medio poroso.

III.3.- Eficiencias Desplazamiento.

En el desplazamiento de fluidos es común referirse al término de eficiencia de desplazamiento, debido a que las propiedades geológicas, litológicas y petrofísicas de la formación productora no permiten que los fluidos del yacimiento sean desplazados en su totalidad. Las eficiencias de desplazamiento comúnmente referidas en la ingeniería de yacimientos se mencionan a continuación:

Eficiencia de desplazamiento microscópico, E_D . Se define como el cociente del volumen de hidrocarburos desplazados del medio poroso dividido por el volumen del espacio poroso ocupado por hidrocarburos. Esta eficiencia de desplazamiento es influenciada en gran parte por la mojabilidad de la roca y el equilibrio entre las fuerzas retentivas y las fuerzas de expulsión de los fluidos a nivel de poro.

$$E_D = \frac{(\text{volumen de aceite al inicio de la inyección}) - (\text{volumen de aceite remanente})}{\text{volumen de aceite al inicio de la inyección}}$$

$$E_D = \frac{s_{oi} - \frac{B_{oi}}{B_o} s_o}{s_{oi}} \quad (3.24)$$

Si se considera que $B_{oi} = B_o = cte$, y que no existe gas libre al inicio:

$$E_D = \frac{s_w - s_{wi}}{1 - s_{wi}} \quad (3.25)$$

Eficiencia de desplazamiento areal, E_A . Se mide sobre un plano horizontal representativo del área del yacimiento, y se define como el cociente del área puesta en contacto con el fluido inyectado a un tiempo determinado, dividida entre el área del patrón. Es fuertemente influenciada por la relación de movilidades, y la presencia y tipo de heterogeneidades existentes en el yacimiento.

Eficiencia de desplazamiento vertical, E_{Vt} . Hace referencia a una sección transversal representativa del yacimiento, y se define como el cociente del área de la sección cubierta por el fluido inyectado a un tiempo determinado, dividida entre el área total de la sección. Depende fuertemente de la heterogeneidad del yacimiento.

Eficiencia de desplazamiento volumétrico, E_v . Se define como el producto de las eficiencias de desplazamiento areal y vertical; representa la parte del yacimiento que es barrida por el fluido inyectado

$$E_v = E_A E_{Vt} \quad (3.26)$$

III.4.- Mecanismo de Atrapamiento del Aceite.

Considerando un núcleo inicialmente saturado con aceite al valor de S_{wi} , preferentemente mojado por agua, con una distribución normal de tamaño de poro y con heterogeneidades del tipo alternado, transversal y secuencial, al que se le somete a un proceso de inyección de agua, en el frente de desplazamiento, el agua tenderá a fluir por los poros más pequeños movilizándolo el aceite. Lo anterior se debe a que en los poros más pequeños, además del gradiente de presiones para el flujo, se favorece en forma más intensa el proceso de imbibición espontánea del agua, es decir, los efectos de presión capilar. Así, el potencial total de flujo estará dado:

$$\nabla \phi = \nabla p + \nabla \left(\frac{2\sigma_{ow} \cos \theta}{r} \right) \quad (3.27)$$

Por lo tanto, para un sistema preferentemente mojado por agua ($0^\circ < \theta < 90^\circ$), a menor r (poros pequeños), mayor potencial de flujo y por lo tanto mayor gasto. Esto implica, que en un medio poroso como el descrito anteriormente, el frente de desplazamiento no sea uniforme y que el agua se mueva más rápido que el aceite. A este efecto se le conoce como rebasamiento viscoso y genera la digitación del agua de inyección.

Modelo de doble poro.

Considere el modelo de doble poro que se muestra en la Figura 3.16. Inicialmente ambos poros (r_1 y r_2) están saturados con aceite al valor de S_{wc} . En un determinado momento, el frente del agua de inyección alcanza a los poros mostrados e inicia el proceso de desplazamiento del aceite. En principio, si la velocidad de desplazamiento es la misma en ambos poros (frente de desplazamiento uniforme), la recuperación del aceite es total. Es decir, no se presenta rebasamiento viscoso, el banco de aceite permanece estable en su desplazamiento (no hay dispersión), y por lo tanto no hay atrapamiento de aceite, teniéndose así, una condición de desplazamiento ideal, tipo pistón perfecto o tapón. Sin embargo, la imbibición espontánea de agua en los poros pequeños, impide la posibilidad de que las velocidades en ambos poros sean iguales.

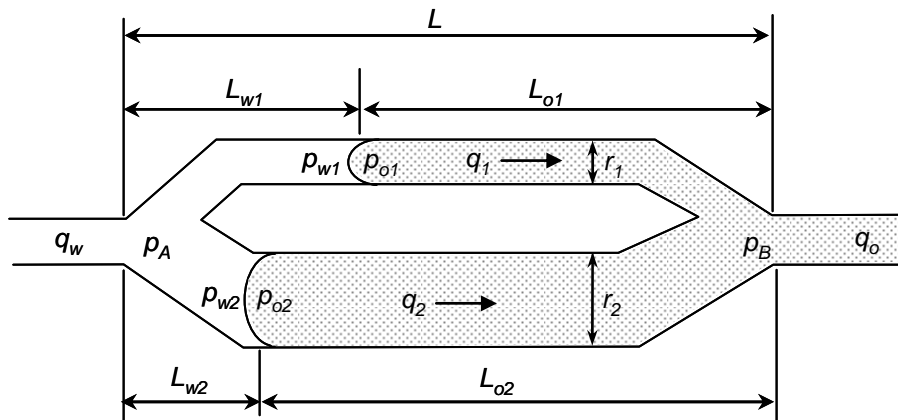


Figura 3.16. Modelo de doble poro.

A continuación se demuestra la diferencia en velocidad en los poros del modelo. Considerando que en el modelo de doble poro, las presiones de los puntos A y B son constantes, la diferencial de presión entre estos puntos, a través del poro 1, esta dada por:

$$p_A - p_B = (p_A - p_{w1}) + (p_{w1} - p_{o1}) + (p_{o1} - p_B) \quad (3.28)$$

Donde:

$p_A - p_{w1}$: es la caída de presión por flujo viscoso en el agua.

$p_{w1} - p_{o1}$: es la presión capilar.

$p_{o1} - p_B$: es la caída de presión por flujo viscoso en el aceite.

Sustituyendo la caída de presión por flujo viscoso con la ecuación de Hagen-Poiseuille³⁰ y a la presión capilar por la ecuación de Laplace en la ecuación 3.28, simplificando se tiene:

$$p_A - p_B = \frac{8v_1}{r_1^2} (\mu_w L_{w1} + \mu_o L_{o1}) - \frac{2\sigma_{wo} \cos \theta}{r_1} \quad (3.29)$$

Con el propósito de simplificar, se considera que:

$$\mu_w = \mu_o = \mu \quad (3.30)$$

$$L_{w1} + L_{o1} = L \quad (3.31)$$

Sustituyendo 3.30 y 3.31 en 3.29, se tiene para el poro 1:

$$p_A - p_B = \frac{8\mu L v_1}{r_1^2} - \frac{2\sigma_{wo} \cos \theta}{r_1} \quad (3.32)$$

Similarmente, para el poro 2, se tiene:

$$p_A - p_B = \frac{8\mu L v_2}{r_2^2} - \frac{2\sigma_{wo} \cos \theta}{r_2} \quad (3.33)$$

Igualando 3.32 con 3.33 y despejando v_1 :

$$v_1 = v_2 \left(\frac{r_1}{r_2} \right)^2 + \frac{\sigma_{wo} r_1^2 \cos \theta}{4\mu L} \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right) \quad (3.34)$$

De lo anterior queda demostrado que las velocidades en los poros son diferentes, por lo que se puede concluir lo siguiente:

- a) El aceite es básicamente movilizado de los poros pequeños. En este proceso, la imbibición o presión capilar representa el principal potencial de flujo.
- b) Cuando la interfase agua-aceite alcanza la salida del modelo de doble poro (punto B), el aceite en el poro más grande se desconecta hidráulicamente del banco de aceite en forma de glóbulos; si el gradiente viscoso de presión en el poro 2, es insuficiente para desplazar el aceite, el glóbulo quedará atrapado como aceite residual.
- c) De la ecuación 3.34, se infiere que el rebasamiento y atrapamiento del aceite puede reducirse aumentando la viscosidad o disminuyendo la tensión interfacial, para que con esto v_1 tienda a v_2 .

Modelo de poro convergente-divergente.

Habiendo explicado anteriormente el mecanismo de atrapamiento de un glóbulo de aceite, ahora se visualizará el comportamiento de este glóbulo de aceite ante el gradiente viscoso de presión. Para lo anterior, considérese el poro y el glóbulo desconectado del modelo de doble poro; las condiciones y propiedades del sistema son similares, excepto que en el poro se consideran las heterogeneidades transversales, es decir, el modelo de poro convergente-divergente. Dado que el sistema es

preferentemente mojado por agua, el glóbulo de aceite ocupará la parte central del poro, mientras que en las paredes del poro el agua forma canales preferenciales de flujo por los que rebasa al glóbulo de aceite.

En este rebasamiento, debido al flux molecular de momentum, el agua de inyección ejerce un efecto de empuje o arrastre sobre el glóbulo de aceite, induciendo de esta forma una circulación interna del glóbulo. La fuerza con la cual el glóbulo de aceite es arrastrado por el agua de inyección, está dada por la ley de Stokes:

$$F_k = \pi\mu_w v_w (6r + \alpha L) \tag{3.35}$$

De acuerdo con esta ley, aumentando la viscosidad o velocidad de la fase acuosa, se incrementa la fuerza viscosa de arrastre que actúa sobre el glóbulo de aceite y por lo tanto las posibilidades de movilización en poros de radio constante.

Para el caso en el que el poro presente heterogeneidad secuencial, su representación apropiada será el del modelo de poro convergente-divergente, en el cual el radio no es constante, tal como se muestra en la Figura 3.17. Este modelo conlleva un segundo efecto importante en la movilización del glóbulo de aceite; la interfase agua-aceite del glóbulo deberá ajustarse, mediante deformaciones, al radio creciente o decreciente del poro. La energía de deformación aplicada a la interfase agua-aceite del glóbulo es equivalente a la presión capilar.

$$p_c = p_o - p_w = 2\sigma_{wo} \left(\frac{\cos\theta_2}{r_2} - \frac{\cos\theta_1}{r_1} \right) \tag{3.36}$$

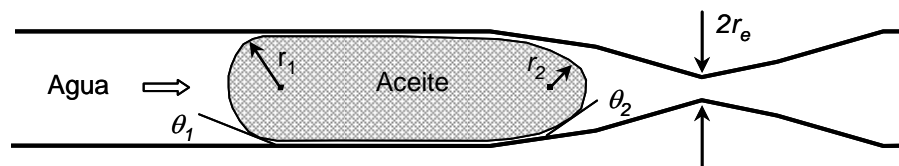


Figura 3.17. Modelo de poro convergente-divergente.

De la Figura 3.17, puede inferirse que a medida que el glóbulo de aceite avanza hacia la parte convergente del poro, el radio delantero r_2 de la interfase agua-aceite disminuye, por lo que la presión capilar aumenta de acuerdo a la ecuación 3.36, de hecho, la presión capilar máxima se tiene cuando r_2 es igual al radio del estrangulamiento r_e .

$$F_{c\max} = p_{c\max} A = 2\sigma_{wo} \left(\frac{\cos\theta_2}{r_e} - \frac{\cos\theta_1}{r_1} \right) \pi r_1^2 \quad (3.37)$$

De lo anterior, se concluye que la movilización del glóbulo de aceite en poros convergentes-divergentes, depende de la competencia entre las fuerzas viscosas de arrastre (ecuación 3.35), y las fuerzas capilares (ecuación 3.37), es decir:

Si $F_k > F_{c\max}$: existe movilización del aceite.

Si $F_k \leq F_{c\max}$: existe atrapamiento del aceite

Experimentalmente se ha observado que para una relación de radios $r_d/r \leq 0.2$ y $F_k > F_{c\max}$, el glóbulo de aceite sufre una deformación excesiva en la interfase delantera, al grado que el desplazamiento es inestable, por lo que la movilización del aceite se efectúa por dispersión en pequeñas gotas. Una vez que las gotas pasan el estrangulamiento, éstas intentan reagruparse espontáneamente a través de un proceso de coalescencia.

CAPÍTULO IV

ANTECEDENTES DE LA INYECCIÓN COMBINADA DE ÁLCALI, SURFACTANTE Y POLÍMERO (ASP)

En los campos maduros explotados con inyección de agua, las bajas recuperaciones de aceite se deben al atrapamiento del aceite, que como se explicó anteriormente, es retenido por las fuerzas capilares. Los métodos de recuperación mejorada buscan disminuir las fuerzas capilares e incrementar el flujo viscoso, tal que este rebase la magnitud de las fuerzas capilares y logre movilizar el aceite remanente.

El proceso de recuperación mejorada por inyección de productos químicos combinados (ASP), busca disminuir las fuerzas capilares mediante la disminución de la tensión interfacial agua-aceite (σ_{wo}), y el mejoramiento de los perfiles de inyección mediante la modificación de la viscosidad del agua de inyección (μ_w), logrando con esto relaciones de movilidad favorables.

Para la modificación de la tensión interfacial agua-aceite, es común el uso de surfactantes y álcali; para modificar la viscosidad del agua de inyección los polímeros son los productos químicos utilizados. Por separado estos productos químicos pueden mejorar las recuperaciones de hidrocarburos, sin embargo, el uso combinado de estos, genera una sinergia que mejora por mucho los resultados individuales.

Antes de abordar el método combinado ASP, se describirán los métodos de inyección de productos químicos de forma individual, es decir, desplazamiento con soluciones poliméricas, desplazamiento alcalino y desplazamiento miscelar.

IV.1. Desplazamiento con Soluciones Poliméricas.

El uso de soluciones poliméricas en la industria petrolera ha sido extenso, ya sea, en operaciones de perforación, terminación, reparación, producción y en proyectos de recuperación mejorada. En esta última aplicación, se intenta incrementar la recuperación de las reservas de los yacimientos modificando las condiciones adversas que afectan a la eficiencia de desplazamiento del agua de inyección, que en general son dos:³¹

- Relación de movilidad agua-aceite desfavorable.
- Heterogeneidad excesiva del yacimiento.

Las características de las soluciones poliméricas permitirán mejorar, en los casos anteriores, las eficiencias de desplazamiento areal y vertical, como se ilustra en la Figura 4.1, a través de los dos mecanismos siguientes:³²

1. El polímero incrementa la viscosidad del agua inyectada. Esto reduce la relación de movilidad agua-aceite, incrementando las eficiencias de barrido.
2. El polímero se adsorbe a la roca que contacta y crea una resistencia adicional al flujo de agua subsecuente, así el flujo de agua y polímero es restringido y obligado a desviarse a otras partes del yacimiento.

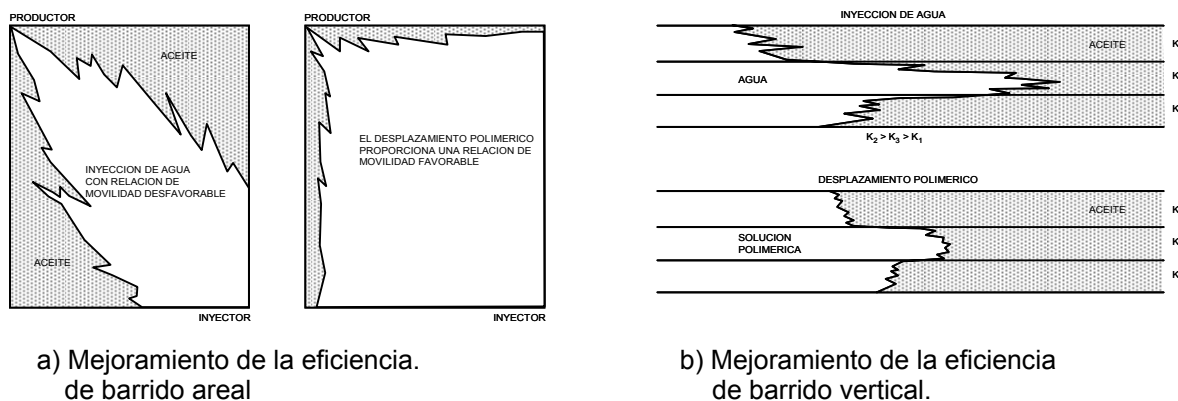


Figura 4.1. Mejoramiento de las eficiencias de barrido areal y vertical por la inyección de solución polimérica.³¹

IV.1.1. Definición y Tipos de Polímeros.

A pesar de la aplicación amplia en la industria petrolera, la connotación “polímero” es confusa para muchas personas; ésta confusión, en parte, se debe a la gran variedad de polímeros disponibles en el mercado. La falta de entendimiento y apreciación de los polímeros y sus propiedades impacta en la selección del mejor polímero para una aplicación particular.³³

El término polímero se deriva de las palabras griegas “polys” que significa muchos y “meros” que significa partes o unidades; así, un polímero es un producto químico constituido por macromoléculas en forma de cadenas formadas por moléculas simples, llamadas monómeros. Para que un compuesto químico funcione como monómero deberá tener al menos dos sitios reactivos, en los cuales otro monómero pueda unirse y formar el polímero. La característica principal es su gran peso molecular que puede oscilar entre los miles y millones de gramos y es proporcional al grado de polimerización; es decir, del número de monómeros presentes en el polímero.

Los polímeros que solo contienen monómeros de una sola composición química se conocen como “**homopolímeros**”, mientras que los polímeros que contienen monómeros de dos o más tipos químicos diferentes se conocen como “**copolímeros**”.

En la industria petrolera los polímeros se clasifican en dos tipos generales: polímeros sintéticos y biopolímeros.^{4,5,34} El polímero sintético más común es la poliacrilamida, mientras que el biopolímero común es la xantana. La Tabla 4.1 presenta las propiedades de diferentes polímeros utilizados en la industria.

Poliacrilamida.

El polímero sintético de cadenas más largas utilizado en los procesos de recuperación mejorada de aceite es la poliacrilamida; éste se prepara por polimerización de radicales libres.³³ La estructura de las poliacrilamidas está compuesta

Tabla 4.1. Comparación general de las propiedades de polímeros solubles en agua^{a, 33}

	Polímero	Viscosidad ^b (@ 40 lbm/1000 gal y 300 rpm) (cp)	Estabilidad a la agitación ^c	Tolerancia a la sal ^d	Estabilidad al pH ácido ^e	Estabilidad a las enzimas (degradación biológica) ^e	Residuos al rompimiento del gel ^f	Aplicaciones
BIOPOLÍMEROS	Goma guar	34	3	C	NS	NS	R	Fluidos de perforación, reducción de fricción en estimulación, fracturamiento y pérdida de circulación, aditivo para pérdidas de fluidos de perforación, espaciadores y fracturamiento
	Hidroxipropil guar	36	3	C	NS	NS	R	Fluidos de perforación, terminación, reparación y espaciadores, reductores de fricción en fracturamiento y pérdidas de circulación
	CMC (Carboximetil celulosa)	55	3	IC	NS	NS	RF	Fluidos de perforación
	HEC (Hidroxietil celulosa)	37	3	C	NS	NS	RF	Aditivos de pérdida de fluido para espaciadores en cementación, fluidos de terminación y reparación, fracturamiento, reducción de fricción en estimulación, recuperación mejorada
	CMHEC (Carboximetilhidroxietil celulosa)	32	3	C	NS	NS	RF	Aditivos de pérdida de fluidos y retardador para cementaciones, espaciadores, geles ligeramente ácidos, agente desviador temporal en fracturamiento
	Goma Xantana	34	1	C	MS	MS	RF	Fluidos de perforación, terminación, fracturamiento y recuperación mejorada
SINTÉTICOS	Poliacrilamida (parcialmente hidrolizada)	34	2	IC	S	S	RF	Aditivo para pérdida de fluido en cementaciones, fluidos de perforación, reducción de fricción en fracturamiento, recuperación mejorada e inhibidor de incrustaciones.
	Copolímero de poliácrilamida	25	2	MC	S	S	RF	Aditivo para pérdida de fluido en cementaciones, fluidos de perforación, reducción de fricción en fracturamiento, recuperación mejorada: reducción de la relación de movilidad agua/aceite, mejoramiento del perfil de inyección

^a Estas propiedades fueron determinadas usando polímeros representativos de cada clase. El cambio de los polímeros especificados podría alterar substancialmente las propiedades listadas. Esta tabla es una descripción generalizada y no una lista rígida de especificaciones.

^b La viscosidad se obtuvo con el polímero en agua fresca. Cambiando el peso molecular, el grado de sustitución, los moles de sustitución o la naturaleza de los monómeros en el copolímero, alterará drásticamente la viscosidad.

^c El orden de estabilidad al agitado: 1 el menos estable, 3 el más estable. La viscosidad de la goma xantana no se reduce permanentemente por agitación.

^d C= compatible, IC=incompatible, MC=moderadamente compatible.

^e NS=no estable, MS= moderadamente estable, S=estable.

^f R=residuos presentes, RF=libre de residuos.

por una cadena muy larga del monómero acrilamida, el cual al combinarse químicamente produce la cadena polimérica mostrada en la Figura 4.2. El peso molecular promedio de las poliacrilamidas disponibles en el mercado se encuentra en el rango de 1 a 10 millones.

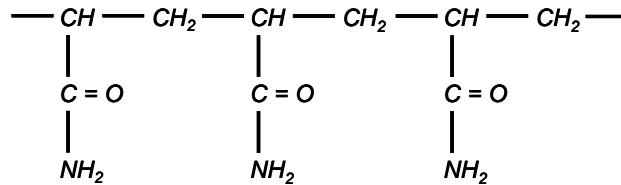


Figura 4.2. Estructura de la Poliacrilamida.

Con objeto de modificar las propiedades de la poliacrilamida, algunas de las amidas se substituyen químicamente (hidrólisis) por el grupo carboxyl para formar una poliacrilamida parcialmente hidrolizada, como se ilustra en la Figura 4.3. Este proceso tiende a incrementar la capacidad viscosificante del agua dulce, pero reduce la del agua salada. El grado de hidrólisis corresponde con el porcentaje de los grupos de amidas que han sido substituidos por grupos carboxyl. El grado de hidrólisis de las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas disponibles comercialmente varía entre 0 y 30%.

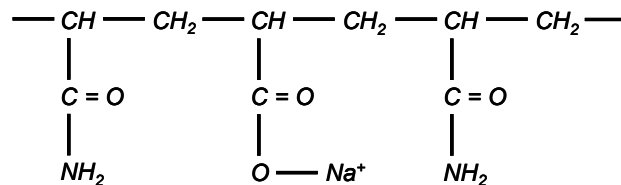


Figura 4.3. Estructura de la Poliacrilamida parcialmente hidrolizada.

Las moléculas de las poliacrilamidas son muy flexibles y de un diámetro pequeño, formando cadenas muy largas, por lo que son muy sensibles a romperse por esfuerzos cortantes o mecánicos altos. Estas moléculas poseen una polaridad muy alta, lo que las hace muy afines al agua, pero no al petróleo; además, son relativamente inmunes al ataque bacterial.²²

Biopolímeros.

Los biopolímeros o polisacáridos son derivados de procesos de fermentación, más que de la síntesis directa de sus monómeros en un reactor químico. El biopolímero más común es la goma xantana, la cual es producida por la bacteria *xanthomonas campestris*. Su estructura química es mucho más compleja que la correspondiente a las poliacrilamidas, como se ilustra en la Figura 4.4. Debido a esta estructura molecular, la cadena de este polímero es rígida, lo que la hace muy resistente a la degradación mecánica y la caracteriza con un poder viscosificante excelente en agua con alta salinidad; sin embargo, en agua dulce tiene menor capacidad viscosificante que la poliacrilamida.

El peso molecular promedio de los biopolímeros es menor que el de las poliacrilamidas, del orden de 2 a 5 millones. Estos polímeros son muy susceptibles al ataque bacteriano, por lo que sus soluciones deben tratarse con un agente biocida y una sustancia para eliminar el oxígeno disuelto. Es conveniente filtrar las soluciones de biopolímeros antes de ser inyectadas al yacimiento, para reducir los problemas de taponamiento de los pozos inyectoros.

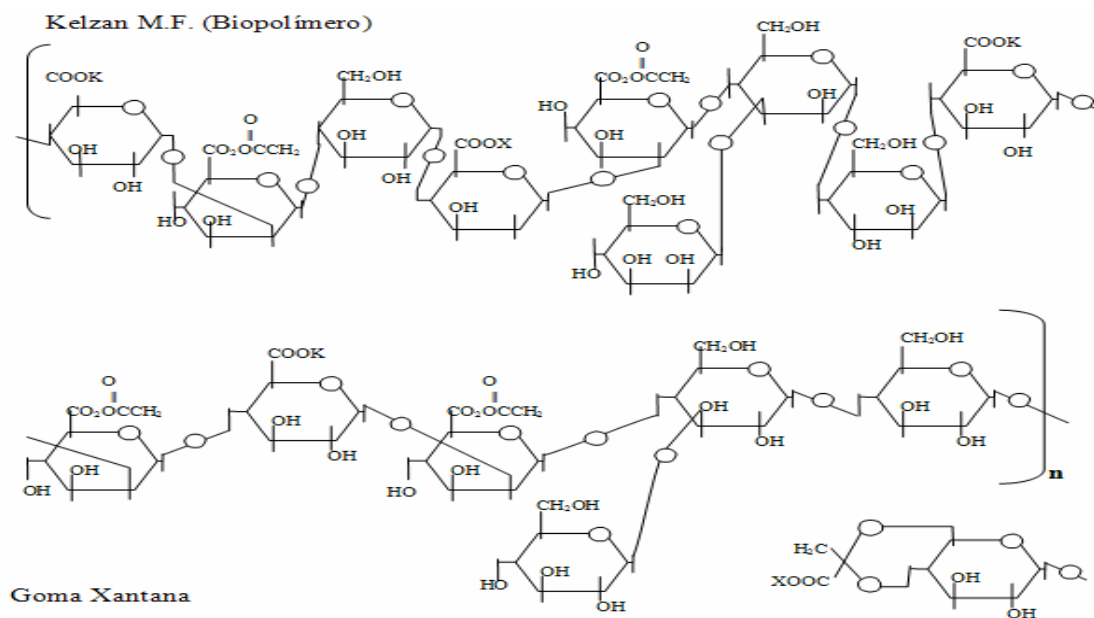


Figura 4.4. Estructura de un biopolímero.

IV.1.2. Propiedades de los Polímeros.

Degradación de los Polímeros.

La propiedad que hace a las soluciones poliméricas útil en los procesos de recuperación mejorada es su viscosidad (proporcional con el peso molecular del polímero), que puede ser tan alta como cantidad de polímero se encuentre en solución, como se ilustra en la Figura 4.5. Esta propiedad deberá ser estable a las condiciones del yacimiento y durante el tiempo de residencia que se estime para el desplazamiento; sin embargo, esta propiedad puede degradarse por tres mecanismos posibles: degradación química, degradación biológica y degradación mecánica.^{5,31,34}

La degradación química de una solución polimérica se debe principalmente a la presencia de iones divalentes y oxígeno, y al efecto de la temperatura. Los cationes divalentes como Ca^{2+} y Mg^{2+} afectan la hidrólisis de las poliacrilamidas y por lo tanto la estabilidad de la solución o tendencia a flocular. Por otra parte, si en el agua de la formación existen cantidades pequeñas de Fe^{2+} , y si durante el manejo de la solución polimérica en superficie se introduce oxígeno, los cationes de hierro podrían oxidarse produciendo Fe^{3+} , lo que podría flocular las poliacrilamidas y a los polisacáridos o biopolímeros. La temperatura acelera los mecanismos anteriores. Las Figuras 4.6 y 4.7 muestran el efecto de soluciones iónicas sobre los polímeros. Algunas conclusiones son:³⁶

- Los iones de Ca^{2+} tienen mayor efecto negativo que los iones de Mg^{2+} .
- A temperaturas $> 70^{\circ}\text{C}$ ($> 158^{\circ}\text{F}$) las poliacrilamidas están limitadas a salinidades menores a 200 ppm de Ca^{2+} . De 60 a 70°C (140 a 158°F), su desempeño depende principalmente de la concentración de iones divalentes y del peso molecular del polímero
- La degradación de la xantana es independiente de los iones divalentes, pero es función de la temperatura. Está limitada a aplicaciones $< 70^{\circ}\text{C}$ ($< 158^{\circ}\text{F}$)

- Ninguno de los polímeros naturales estudiados tiene estabilidad aceptable a 90°C (194°F).

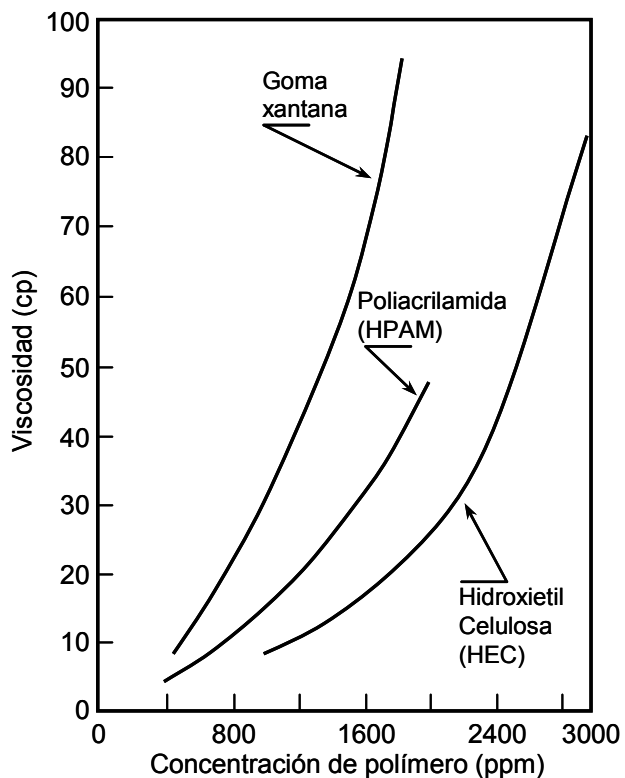


Figura 4.5. Viscosidad vs concentración de polímero: velocidad de corte 7.3 s-1, 1% NaCl a 74°F.³¹

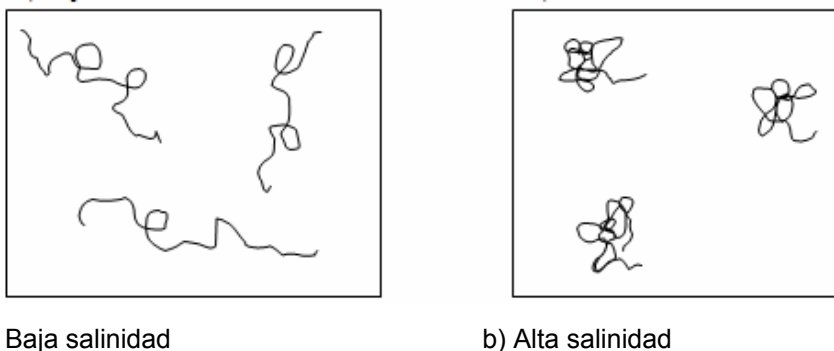


Figura 4.6. Esquema del efecto de las soluciones iónicas en la conformación de polímeros flexibles como el HPAM.³¹

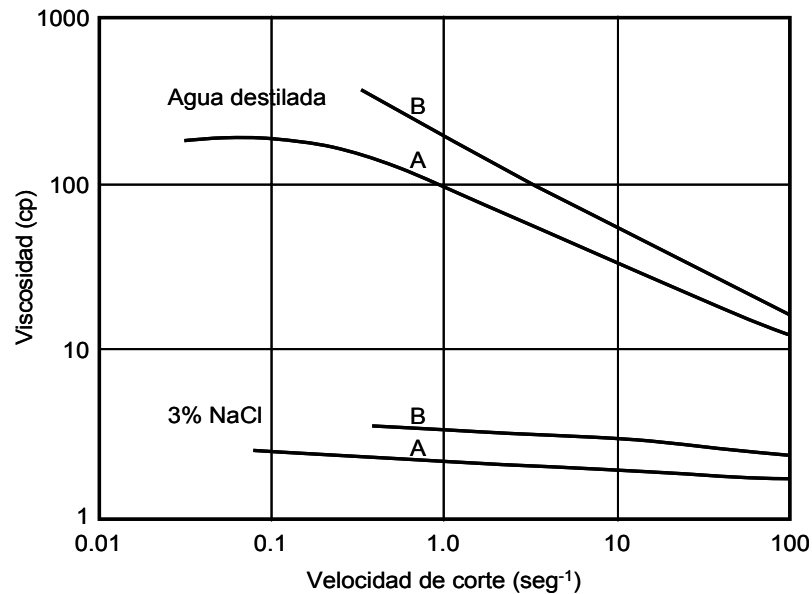


Figura 4.7. Comportamiento de la viscosidad con respecto a la velocidad de corte de una solución HPAM, mostrando los efectos de la salinidad y el peso molecular a temperatura ambiente. Peso molecular de A[3×10^6] y B[5.5×10^6].³¹

La degradación biológica puede ocurrir tanto en los polímeros sintéticos como en los biopolímeros; sin embargo, es más común en los últimos. Consiste en la destrucción de las moléculas de los polímeros por bacterias, o por procesos químicos gobernados por enzimas. Las variables que afectan la degradación biológica incluyen el tipo de bacteria, presión, temperatura, salinidad y otros químicos presentes; la degradación ocurre preferentemente a temperaturas y salinidades bajas. Las moléculas de la xantana pueden destruirse bajo condiciones anaeróbicas por bacterias de fermentación, que atacan principalmente la glucosa de la molécula.

La estabilidad de una solución polimérica contra la degradación biológica deberá probarse bajo condiciones de campo. El uso de biocidas es necesario para el manejo en superficie de las soluciones poliméricas, y si la temperatura del yacimiento no es muy alta, también se deberá inyectar biocida junto con la solución polimérica.

Las enzimas son agentes biológicos que catalizan diferentes procesos en la naturaleza; por ejemplo la hidrólisis de los polisacáridos. Las plantas que producen un

polisacárido, frecuentemente también contienen la enzima apropiada para la descomposición de dicho polisacárido. En tratamientos de yacimientos en los que se usan tapones temporales de geles poliméricos, las enzimas se utilizan para la descomposición del tapón de gel.

La degradación mecánica se refiere al rompimiento de las moléculas de los polímeros cuando éstas se sujetan a alta velocidad de flujo, el cual puede presentarse en las instalaciones superficiales (válvulas, orificios, bombas o tubería), en el pozo (disparos o cedazos), o en la cara de formación. Los disparos del pozo es la zona particular en la que las velocidades de flujo se incrementan al forzar el paso de los fluidos inyectados a través de pequeños orificios, es por esta razón que se aconseja efectuar la inyección de soluciones poliméricas a través de terminaciones en agujero descubierto o empaques de arena. Los polímeros premezclados pueden disminuir la tendencia de los polímeros a degradarse mecánicamente. En el yacimiento la degradación mecánica es mínima, debido a que la velocidad se reduce drásticamente a medida que se aleja del pozo inyector.

Todos los polímeros bajo condiciones de alta velocidad se ven afectados por la degradación mecánica; sin embargo, la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) es la más susceptible, particularmente si se encuentra en un ambiente de alta salinidad. La Figura 4.7 ilustra el efecto de la degradación mecánica. La Tabla 4.2 resume la susceptibilidad de los polímeros a los diferentes tipos de degradación

Propiedades Reológicas de las Soluciones Poliméricas.

Como ya se ha mencionado la propiedad más importante de las soluciones poliméricas y que es de interés en el desplazamiento de aceite, es su viscosidad. La viscosidad se puede definir como una medida de la energía disipada por un fluido en movimiento, que se presenta por la resistencia que opone dicho fluido a una fuerza que se aplica sobre él y que tiende a deformarlo. En flujo laminar unidimensional, los términos esfuerzo cortante (τ) y velocidad de corte (S_R) se usan para indicar, la fuerza

aplicada y la respuesta del fluido. El esfuerzo cortante puede definirse como la fuerza por unidad de área aplicada tangencialmente a la superficie del cuerpo que se va a deformar. En forma similar, la velocidad de corte se define como el cambio en la velocidad de flujo con la distancia.

Los fluidos Newtonianos presentan una relación lineal entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte dada por la ecuación 4.1, que es la Ley de Newton de la viscosidad. La constante de proporcionalidad (μ) en la ecuación mencionada es la viscosidad del fluido.

$$\tau = -\mu \frac{dv}{dy} = \mu S_R . \quad (4.1)$$

Tabla 4.2. Degradación de polímeros y sus causas.²²

Tipo de degradación	Susceptibilidad		Causa	Comentarios
	Poliacrilamida	Goma xantana		
química	alta	moderada	Los cationes Na+, Ca++, Mg++	Iones divalentes son más dañinos
química	alta	alta	Iones de metales de transición	Agravado por alta temp. y alto pH
química	alta	alta	Oxígeno y agentes oxidantes	Agravado por alta temperatura
química	alta	alta	Hidrólisis por compuestos ácidos o bases	Agravado bajo condiciones aeróbicas o alta temperatura
térmica	alta > 250°F	alta > 160°F	Alta temperatura	Agravado bajo condiciones aeróbicas o alto pH.
microbial	moderada	alta	Bacterias, hongos, levadura	Agravado por temp. bajas y/o condiciones aeróbicas
mecánica/agitado	alta	baja	Agitación intensa y alta velocidad en válvulas, orificios, formaciones de baja permeabilidad	Agravado por cationes di- y trivalentes

Los fluidos no-Newtonianos son aquellos cuyo comportamiento no muestra una proporcionalidad directa entre la velocidad de corte y el esfuerzo cortante aplicado; la viscosidad de estos fluidos varía por muchos órdenes de magnitud con cambios en la velocidad de corte o en el esfuerzo cortante bajo condiciones isotérmicas. Para estos casos se define una viscosidad aparente (μ_a) que varía con la velocidad de corte:

$$\tau = \mu_a S_R. \tag{4.2}$$

El comportamiento de los fluidos Newtonianos y no-Newtonianos se ilustra en la Figura 4.8. Las soluciones poliméricas son fluidos no-Newtonianos y frecuentemente presentan un comportamiento reológico complejo. Cuando dichas soluciones fluyen a través de tubos capilares rectos se comportan como fluidos pseudoplásticos. En este tipo de fluidos la viscosidad aparente (cociente del esfuerzo cortante y la velocidad de corte medidos a una velocidad de corte dada), disminuye a medida que la velocidad de corte se incrementa.³⁰

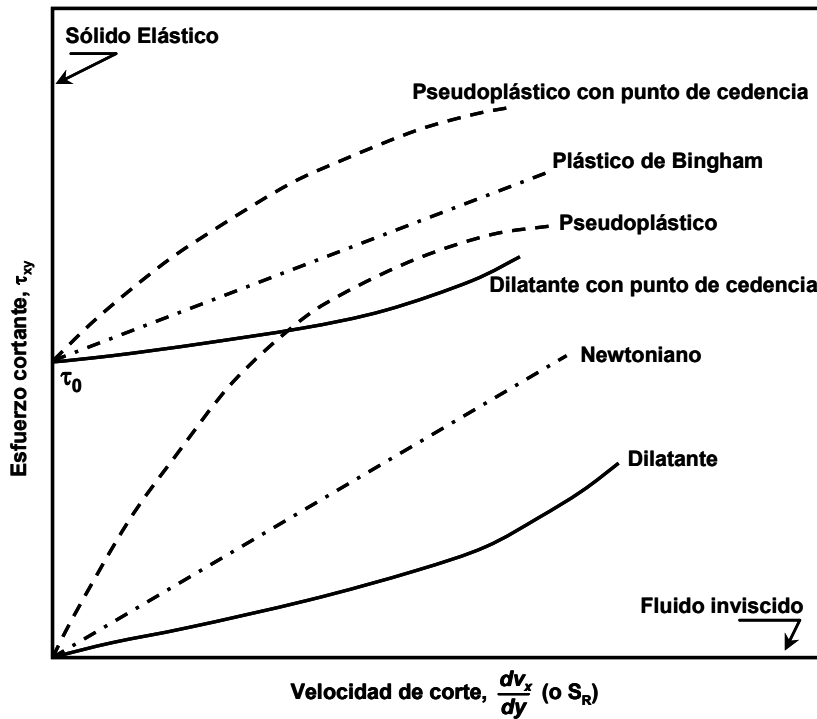


Figura 4.8. Comportamiento de los fluidos, esfuerzo cortante con respecto a la velocidad de corte.

Cuando las soluciones poliméricas fluyen a una velocidad mayor que un cierto valor crítico, presentan características viscoelásticas. La viscoelasticidad se manifiesta por una respuesta al esfuerzo cortante aplicado que combina características de un fluido puramente viscoso y de un sólido puramente elástico.

Para modelar el comportamiento mostrado por un fluido pseudoplástico existen varias ecuaciones que son útiles bajo ciertas circunstancias, pero ninguna de ellas puede considerarse de aplicación universal. Una de las ecuaciones más simples se obtiene mediante la aproximación con líneas rectas, de las secciones de una gráfica de τ contra S_R en escalas logarítmicas. Este método es conocido como modelo de la Ley de Potencias, o modelo de Ostwald-de Waele y puede expresarse como:³⁰

$$\tau = -KS_R^n, \quad (4.3)$$

Donde K es el índice de consistencia y n es el índice de comportamiento; las unidades deberán ser consistentes. El índice de comportamiento n , establece el tipo de fluido que se está caracterizando; así, es posible tener tres casos:

- I. $n < 1$; fluido Pseudo-plástico (soluciones poliméricas).
- II. $n = 1$; fluido Newtoniano.
- III. $n > 1$; fluido Dilatante.

El modelo de Ley de Potencias ajusta datos experimentales para muchos fluidos pseudoplásticos en niveles intermedios de velocidad de corte; sin embargo, a medida que la velocidad de corte para un fluido pseudoplástico se acerca a cero, el esfuerzo cortante tiende a cero y el comportamiento se rige por la ley de Newton de la viscosidad, conociéndose como región inferior Newtoniana. Para velocidades de corte lo suficientemente altas, el ritmo de crecimiento del esfuerzo cortante al aumentar la velocidad de corte se mantiene constante, originando que el comportamiento sea nuevamente Newtoniano, conocido como región superior Newtoniana⁴. Este comportamiento se ilustra en Figura 4.9.

La viscosidad aparente para un fluido pseudoplástico, utilizando el modelo de la Ley de Potencias está dada por:

$$\mu_a = \frac{\tau}{S_R} = \frac{-KS_R^n}{S_R} = KS_R^{n-1}. \quad (4.4)$$

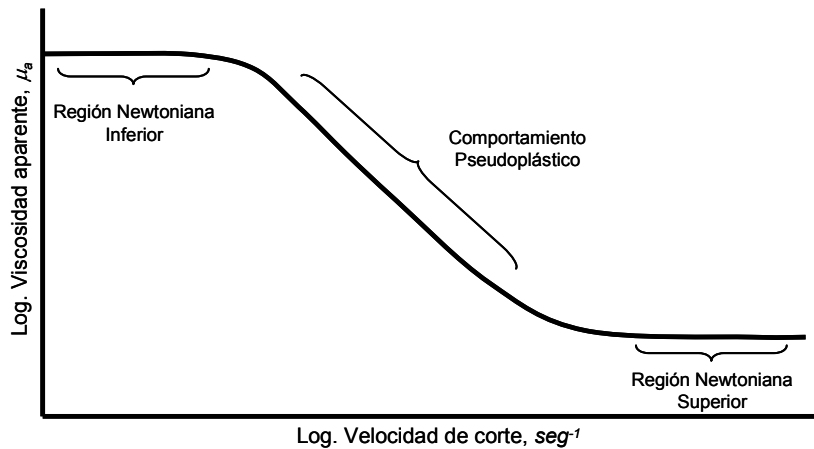


Figura 4.9. Reograma de un fluido pseudoplástico mostrando las regiones de comportamiento Newtoniano.

IV.1.3. Flujo a través de Medios Porosos.

El flujo de soluciones poliméricas a través de medios porosos es mucho más complicado que el caso de flujo en capilares, ya que además del efecto de los cambios en la viscosidad del fluido con la velocidad de flujo, se ha demostrado en un gran número de determinaciones experimentales que al fluir soluciones poliméricas a través de medios porosos consolidados y no consolidados, existe una reducción apreciable entre las concentraciones a la entrada y salida del medio poroso. Esta reducción en la concentración del polímero se ha explicado por medio de la retención de las moléculas del polímero dentro del medio poroso. También existe una cierta porción del volumen poroso que no es contactado por la solución polimérica, conocido como volumen poroso inaccesible. Todo esto en conjunto altera la permeabilidad del medio poroso al paso de la fase acuosa, factor importante en el comportamiento del desplazamiento en el yacimiento.

Retención de las Moléculas de Polímero en el Medio Poroso.

La retención de moléculas de polímero en el medio poroso ocurre debido a tres mecanismos^{31,37}:

- i. La adsorción de las moléculas del polímero en las paredes de la matriz rocosa.
- ii. Entrampamiento de macromoléculas poliméricas en los poros y constricciones más pequeños que el tamaño de dichas molécula.
- iii. Retención hidrodinámica.

Adsorción. Se ha demostrado en experimentos bajo condiciones estáticas que las moléculas de polímero se adsorben en la superficie de la mayoría de los minerales, variando en magnitud para diferentes minerales. En general el carbonato de calcio presenta una mayor afinidad por el polímero que la sílice; esto se observa en la Figura 4.10. También se ha observado que la adsorción aumenta al incrementarse la concentración del polímero y/o la salinidad del solvente; en el caso de la salinidad su efecto es exponencial, Figura 4.11.

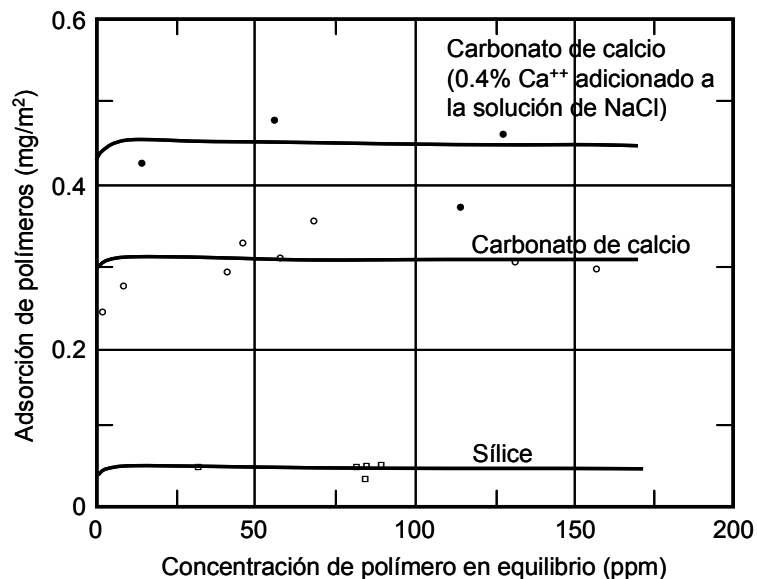


Figura 4.10. Isoterma de adsorción para HPAM (M) de una solución de cloruro de sodio al 10% sobre carbonato de calcio y sílice, Smith³⁸.

Algunos investigadores proponen que la adsorción de moléculas del polímero ocurre en forma de una capa que recubre los granos de la roca, Figura 4.12. Debido a la naturaleza hidrofílica de esta capa, al pasar el agua la capa tiende a incrementar su volumen, reduciendo así la permeabilidad efectiva al agua; en cambio, cuando fluye el aceite no ocurre este hinchamiento.

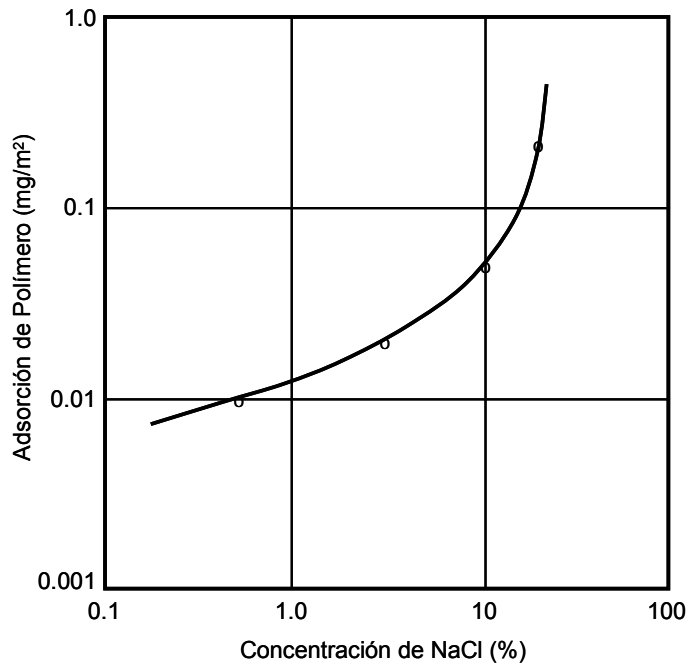


Figura 4.11. Efecto de la salinidad sobre la adsorción del HPAM en el sílice, Smith³⁸.

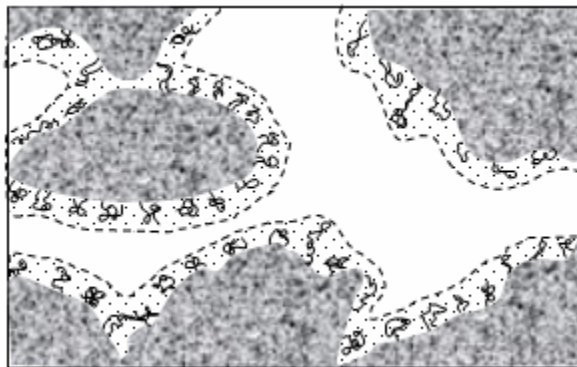


Figura 4.12. Las moléculas de polímero adsorbidas reducen el diámetro de los poros en una arenisca. Las moléculas adsorbidas son rodeadas por el solvente³⁴.

Entrampamiento. Este mecanismo se presenta en canales de flujo en el medio poroso cuya entrada es ligeramente mayor al tamaño medio de la molécula de polímero, de forma tal que ésta puede entrar al poro, pero si la salida del canal posee un diámetro menor al de dicha molécula, entonces ésta no podrá salir, quedando atrapada en el canal. Debido a la naturaleza hidrofílica de la molécula existirá una restricción al flujo del agua, pero el aceite todavía podrá fluir en dicho canal (se supone que todavía existe dentro del canal cierto espacio libre para el flujo). Es conveniente diferenciar este mecanismo del correspondiente al taponamiento del medio poroso, ya que este último es un bloqueo irreversible de los canales de flujo, impidiendo todo tipo de movimiento de fluidos.

Algunos investigadores han concluido que la adsorción es el mecanismo dominante en rocas con permeabilidades intermedias, mientras que el entrampamiento predomina en rocas de baja permeabilidad.

Retención hidrodinámica. Es el mecanismo de retención menos definido y entendido. La idea surge de la observación de que después de que se han alcanzado las condiciones estacionarias en un experimento de retención de polímero en un núcleo, la cantidad de polímero retenido cambia cuando la velocidad de flujo se ajusta a un nuevo valor. Es decir la retención hidrodinámica es dependiente del gasto de inyección. Este mecanismo, aunque interesante, probablemente no tenga un efecto muy importante a nivel de campo.

En la mayoría de los casos de aplicaciones de desplazamiento con soluciones poliméricas como método de recuperación mejorada, la retención de polímero se considera instantánea e irreversible. Esto no es completamente cierto ya que pequeñas cantidades de polímero retenido pueden removerse de los poros después de una exposición prolongada al agua de inyección, aunque esta cantidad es tan pequeña no ha sido posible medir exactamente las concentraciones. Por esta razón es más exacto establecer que la retención de polímero es mucho mayor que la remoción del mismo.⁴

La retención de polímero en el medio poroso puede correlacionarse por medio del modelo isotérmico de Langmuir, el cual está dado por:

$$\hat{C} = \frac{a_1 b_1 C}{(1 + b_1 C)}, \quad (4.5)$$

Donde:

\hat{C} = adsorción de polímero

C = concentración de polímero en la solución

a_1, b_1 = constantes.

El modelo de Langmuir es una relación de equilibrio, y su aplicación supone que la retención es instantánea. Las constantes a_1 y b_1 se determinan a través de un ajuste de los datos; una gráfica normal de $1/\hat{C}$ vs $1/C$ se ajustará con una línea recta con pendiente $1/a_1 b_1$ e intercepción $1/a_1$. En el modelo de Langmuir, la retención es reversible, por lo que cuando se considera que la retención de polímero es irreversible, el modelo no puede usarse cuando la concentración de polímero está decreciendo.

En general la retención de biopolímero es menor que la retención de las poliacrilamidas a concentraciones similares. También la retención de biopolímero puede ser menor cuando existe aceite en el medio poroso. La Tabla 4.3 presenta algunos valores de retención de polímeros reportados en la literatura.

Volumen Poroso Inaccesible.

En el desarrollo de pruebas de desplazamiento con soluciones poliméricas, muchos investigadores han observado que cuando la adsorción de polímero del medio poroso se ha llevado a cabo, la irrupción de polímero ocurre antes que la irrupción de un trazador que se ha inyectado junto con el polímero (Figura 4.13). Este fenómeno se ha atribuido al hecho de que existe una parte del volumen poroso que es inaccesible a la solución polimérica, conocida como "Volumen Poroso Inaccesible".

Tabla 4.3. Datos de adsorción reportados en la literatura.³⁴

Polímero	Concent. Kg/m ³	Retención-adsorción			Temp. °C	Adsorbente	k μm ²	φ %	Salinidad del solv. ppm	Peso Molec.	Sup. específica m ² /g	Autor
		μg/g	μg/m ²	kg/m ³								
PAA Poliacrilamida	-	10.2		0.105		Arena	0.122	20.3	1901		6.28	Meister y col.
	-	8.3		0.08		"	0.346	22	1710		6.21	"
	-	9.4		0.102		"	0.154	19.7	5150		6.25	"
	-	17.8		0.176		"	0.179	22	1900		6.12	"
		1.9		0.015		Dolomita	0.073	20.9	1852		3.21	
		8.4		0.097		"	0.097	20.6	1710		3	
		9.5		0.101		"	0.091	75.7	5150		3.11	
		15.3		0.177		"	0.062		1900		3.23	
		360.4		0.123		Arcilla	0.045		1600		13.14	
	0.5	18				-	0.173		20000			Szabo
	0.187	9				-	0.173		200000			"
	0.25	20				-	0.08		30000			Dominguez
	0.25	80				Arena Mioc.			30000			
	0.5	160				Arena Ottawa						Mungan
		208	80		23	Arena empacada			0	2.7 x 10 ⁶	2.6	
		356	137		"	"			90000	"		Klein
		494	190		"	"			58000	"		
		692	266		"	"			230000	"		
		135	52		50	"			0	"		
		211	81		"	"			90000	"		
		237	91		"	"			58000	"		
		408	157		"	"			230000	"		
		104	40		75	"			0	"		
	143	55		"	"			58000	"			
	273	105		"	"			230000	"			
	185	71		23	"			0	1.0 x 10 ⁶			
	283	109		"	"			90000	"			
	364	141		"	"			58000	"			
	484	186		"	"			230000	"			
	10	100		"	"			40000	"		Chauveteau	
Xantana	0.58	70	(41) ¹	0.62	55	Arena Benthem						Lötsch
	0.63	83	(56)	0.69	"	"						
	1.35	151	(68)	1.11	"	"						
	2.45	114	(61)	0.88	"	"						
	3.1	123		0.99	"	"						
		116			56	Núcleo			170000			Volz
		81 ¹			"	"			"			
		64 ²			"	"			"			
		20 ³			"	"			"			
	0.4	3										Sorbie
0.05	0.4											
	10	100				arena			100000		Chauveteau	
Scleroglucan	0.1	17	(10)	0.13	55	"						Lötsch
	0.31	35		0.27	"	"						
	0.56	58		0.47	"	"						
	0.85	117		0.9	"	"						
	0.92	126	(78)	0.98	"	"						
	1.45	149	(59)	1.11	"	"						
Terpolymer ⁴	1.2	173	(149)		56	Núcleo			170000			Volz
		92	(41) ¹		"	"			"			

* Datos entre (): adsorción irreversible en μg/g

¹ Con preflujo de 0.3 V.P. 2kg/m³ PAA (poliacrilamida)

² Con preflujo de 0.3 V.P. 2kg/m³ HEC

³ Con preflujo de 0.3 V.P. 2kg/m³ de polietilenglicol de peso molecular 1000

⁴ Hille capítulo 3

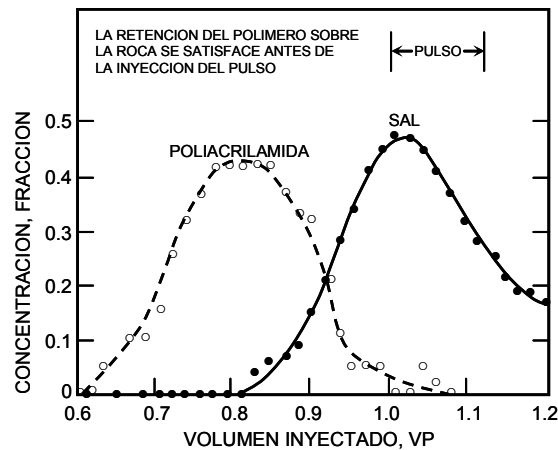


Figura 4.13. Demostración del fenómeno del volumen poroso inaccesible.

Este volumen poroso inaccesible consiste de aquella parte del medio poroso cuyo diámetro medio de poro es menor que el diámetro medio de la molécula de polímero. Esta porción de poros está disponible para el flujo del agua (roca preferentemente mojable por agua), pero no para la solución polimérica, por lo que la porosidad efectiva al flujo del agua es mayor que la correspondiente a la solución polimérica, lo que ocasiona que la velocidad de flujo del polímero sea mayor que la correspondiente al agua. El tamaño de poro puede determinarse a partir de las curvas de presión capilar, tensión interfacial y ángulo de contacto:

$$r = \frac{2\sigma \cos \theta}{p_c} \tag{4.6}$$

Otra explicación al fenómeno de volumen poroso inaccesible es la dispersión.³⁴ El hecho de que un componente alcance la salida del núcleo antes que el otro podría atribuirse a diferentes coeficientes de difusión, lo que explicaría la dispersión de un componente más rápido que el otro. Esto deberá tomarse en cuenta en el análisis de los resultados de las pruebas de laboratorio.

El volumen poroso inaccesible es la causa primordial de la reducción en la magnitud de la adsorción del polímero que se observa en una prueba dinámica, en comparación con la presente en una prueba estática. El volumen poroso inaccesible se presenta en todos los tipos de medios porosos, tanto para biopolímeros como para poliácridamidas y su magnitud se incrementa a medida que el peso molecular se incrementa, y la porosidad y permeabilidad disminuyen; se ha encontrado que el volumen poroso inaccesible puede ser mínimo desde 1 a 2% y tan grande como 25 a 30%.

Reducción de la Permeabilidad.

El polímero retenido en el medio poroso reduce la permeabilidad de la roca; esta reducción de permeabilidad depende del tipo de polímero, cantidad de polímero retenido, del tamaño y distribución de poro. En la práctica la reducción de permeabilidad se caracteriza a través del llamado “Factor de Resistencia”. Pye³⁹ definió el factor de resistencia, R , el cual toma en cuenta todos los factores ya mencionados y los expresa como una sola cantidad, que permite conocer la efectividad con que una solución polimérica de una concentración dada reduce una relación adversa de movilidades.

El factor de resistencia, R , se define como el cociente de la movilidad del agua o salmuera y la movilidad de la solución de polímeros, ambas medidas a la misma saturación residual de aceite.

$$R = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} = \frac{k_w}{\mu_w} \frac{\mu_p}{k_p}. \quad (4.7)$$

La Figura 4.14 presenta el comportamiento del factor de resistencia para una solución de poliácridamidas, al fluir a través de un núcleo de arenisca Berea; también se muestra el efecto de la concentración de la solución polimérica sobre el factor de resistencia.

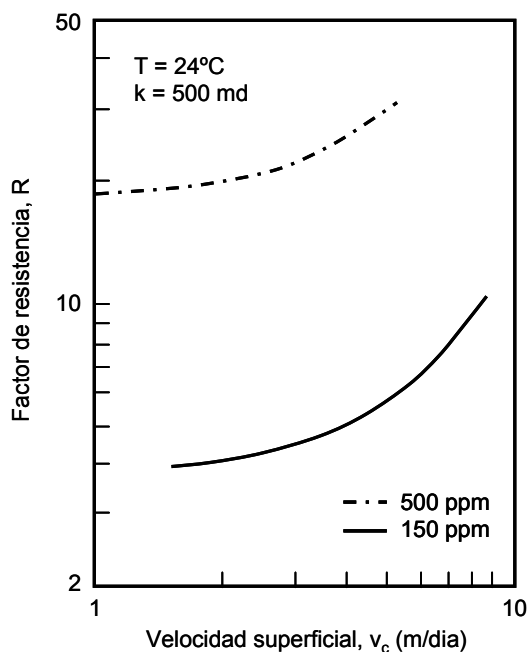


Figura 4.14. Factor de resistencia vs velocidad superficial (Pusher 500).

Debido al alto costo de los polímeros, no es posible mantener una inyección continua de la solución polimérica, por lo que se recurre a inyectar un volumen finito de la solución (normalmente variando entre 0.1 a 0.3 PV), seguido por inyección de agua normal. Este bache de solución polimérica modifica la permeabilidad efectiva de la formación a través de la que fluye, tal como queda de manifiesto por el valor del factor de resistencia. Sin embargo, debido a las características hidrofílicas de las moléculas del polímero, parte de la disminución de la permeabilidad efectiva de la formación permanece aún después de que ha circulado por el medio poroso un volumen apreciable de agua que sigue y desplaza al bache de polímeros. Esta resistencia residual al paso del agua dejada en el medio poroso por la solución polimérica es de gran importancia en la eficiencia de un proyecto de recuperación de hidrocarburos mediante este proceso y se encuentra caracterizada por el "Factor de Resistencia Residual", R_r , el cual se define como:

$$R_r = \frac{\lambda_w \text{ (antes del paso de la solución polimérica)}}{\lambda_w \text{ (después del paso de la solución polimérica)}} \quad (4.8)$$

IV.1.4. Teoría de Flujo Fraccional en Soluciones Poliméricas.

La teoría clásica de Buckley-Leverett ha sido extendida para describir el proceso de inyección de soluciones poliméricas; Pope⁴⁰ generalizó la teoría de flujo fraccional considerando la inyección continua de una solución polimérica de concentración constante en un yacimiento de geometría lineal; considera que no existe dispersión en el frente ni degradación química, y que el polímero es parcialmente adsorbido en la roca que contacta la solución polimérica. El perfil de saturación de este modelo se muestra en la Figura 4.15; el segundo frente marca la división entre una región de concentración de polímero uniforme igual a la inyectada (C_i), y la región de cero concentración de polímero. A medida que este segundo frente avanza, el polímero se deposita en la roca, dejando al agua inyectada sin polímero. Esta agua de inyección sin polímero y el agua congénita forman un banco el cual es empujado por el segundo frente.

El desplazamiento polimérico también puede explicarse en términos de las curvas de flujo fraccional para agua y solución polimérica. La Figura 4.16 presenta un diagrama típico de las curvas f_w vs S_w . Las suposiciones empleadas en la aplicación de la teoría de flujo fraccional son:

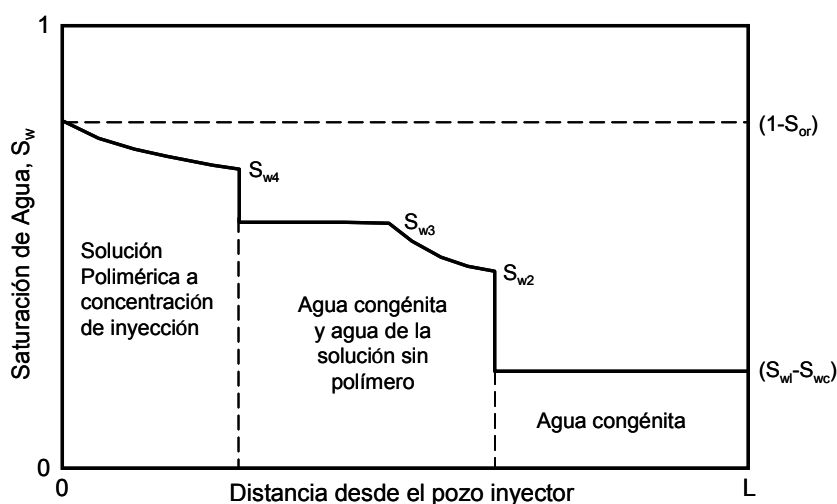


Figura 4.15. Frentes de saturación de agua en un desplazamiento polimérico lineal.⁴⁰

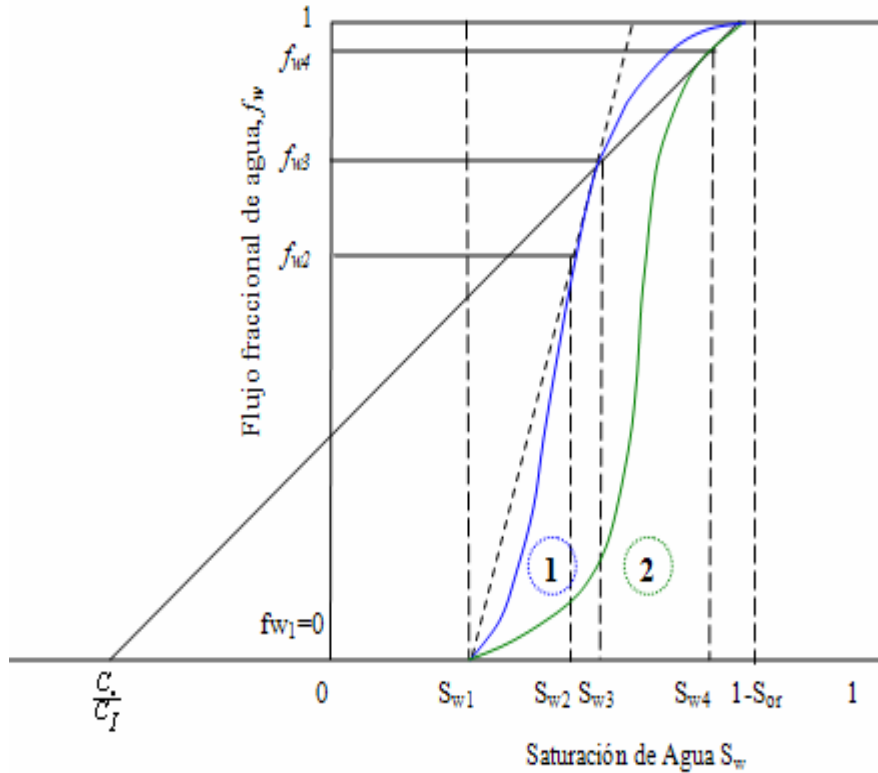


Figura 4.16. Curvas de flujo fraccional para agua y solución polimérica.⁴⁰

- i) El flujo es lineal e incompresible, no existen efectos gravitacionales ni capilares. La última condición ($\rho_c = 0$) asegura que la ecuación de saturación sea hiperbólica y que ocurra la formación del frente.
- ii) La inyección de la solución polimérica es continua con una concentración de inyección, $C_i = \text{constante}$.
- iii) No hay dispersión ni degradación del polímero.
- iv) La adsorción del polímero es a su valor de equilibrio y la cantidad adsorbida, C_a , es función de la concentración C y no de S_w .

Con las suposiciones anteriores se establece el principio de conservación de masa para el agua:

$$\frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{q}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial x} \right) = 0. \quad (4.9)$$

Para la solución polimérica:

$$\frac{\partial}{\partial t}(S_w C) + \frac{\partial C_a}{\partial t} + \frac{q}{A\phi} \frac{\partial}{\partial x}(f_w C) = 0. \quad (4.10)$$

Como C_a es función sólo de C , expandiendo la ecuación 4.10 y usando 4.9:

$$\left(S_w + \frac{dC_a}{dC} \right) \frac{\partial C}{\partial t} + \frac{q f_w}{A\phi} \frac{\partial C}{\partial x} = 0. \quad (4.11)$$

Como la isoterma de adsorción tiene una curvatura negativa, implica que ($d^2 C_a / dC^2 < 0$), lo cual garantiza un frente discontinuo vertical de la solución polimérica, originando también otros frentes discontinuos mostrados en la Figura 4.15; los cuales pueden obtenerse al resolver la ecuación 4.11. De las Figuras 4.15 y 4.16 se puede establecer lo siguiente:

- Al inyectar la solución polimérica de concentración C_i , en el medio poroso lineal, se desplaza agua congénita, la cual forma un banco, que a su vez desplaza al aceite, conforme a la curva de flujo fraccional agua-aceite (curva 1 de la figura 4.16), en la cual se determina la saturación S_{w2} en el frente agua-aceite, mediante el trazo de la tangente a la curva de flujo fraccional.
- La saturación de agua correspondiente al frente, S_{w3} , se obtiene mediante la intercepción con la curva de flujo fraccional del agua (curva 1) de la tangente a la curva de flujo fraccional de la solución polimérica (curva 2), apoyada en el punto $-b$ ($b=C_a/C_i$), ubicado a la izquierda del origen, Figura 4.16.
- La saturación correspondiente al tercer frente, el correspondiente a la solución polimérica, S_{w4} , se obtiene como la del punto de tangencia a la curva de flujo fraccional del polímero, trazada a partir del punto $(-b, 0)$.
- Los flujo fraccionales correspondientes a lo tres frentes descritos, f_{w2} , f_{w3} , f_{w4} se ilustran en la Figura 4.16.

De la Figura 4.16, la velocidad del frente de la solución polimérica es:

$$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{Sol. polimérica} = \frac{f_{w4}}{\left(S_{w4} + \frac{C_a}{C_i} \right)}. \quad (4.12)$$

La relación entre los frentes de la solución polimérica y del agua que ha perdido polímero es:

$$\frac{f_{w4}}{\left(S_{w4} + \frac{C_a}{C_i} \right)} = \frac{f_{w4} - f_{w3}}{S_{w4} - S_{w3}}. \quad (4.13)$$

La velocidad del frente de agua congénita es:

$$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{\substack{Agua congénita \\ S_w=S_{w2}}} = \frac{f_{w2}}{S_{w2} - S_{w1}}. \quad (4.14)$$

IV.1.5. Procedimiento de Inyección de Soluciones Poliméricas.

Generalmente la inyección de polímeros se lleva a cabo en yacimientos donde previamente se ha inyectado agua como un método de recuperación secundaria; este flujo de agua previo permite conocer la presencia de heterogeneidades, la inyektividad y presencia de arcillas o sales reactivas y algunos otros parámetros que son de gran utilidad al momento de inyectar una solución polimérica, así como abrir canales de flujo y de esta manera preparar al yacimiento. La Figura 4.17 muestra un esquema de una inyección de polímeros típica, donde se ilustra la creación de diferentes bancos; al frente irá el banco de aceite creado por la inyección de polímeros; tras de éste, un bache o banco donde fluyen de manera simultánea aceite y agua; posteriormente el bache de agua de

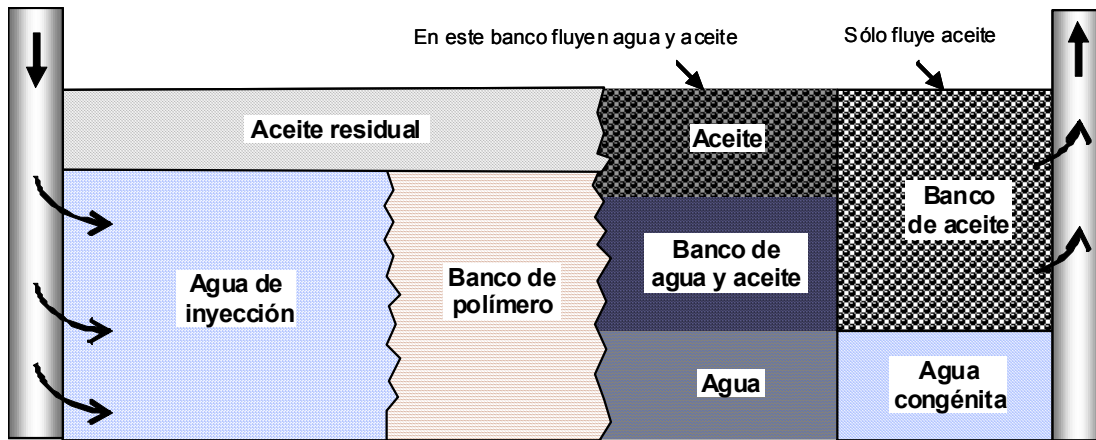


Figura 4.17. Inyección de polímero.

acondicionamiento o preparación, tras del cual va el bache de polímero, para terminar con otro bache de agua que desplaza al banco de polímero.

IV.2. Desplazamiento con Soluciones Alcalinas.

Desde hace tiempo se ha reconocido que las fuerzas capilares son las responsables de las grandes cantidades de aceite que se quedan atrapadas en las zonas barridas por el agua de inyección, y que estas fuerzas capilares son resultado de la tensión interfacial generada en los desplazamientos inmiscibles agua-aceite. Se ha notado que disminuyendo la tensión interfacial agua-aceite se mejora la eficiencia del proceso inmisible. En 1927, H. Atkinson obtuvo la primera patente que incluía la adición de un cáustico o álcali (hidróxido de sodio) al agua de inyección, con el propósito de disminuir la tensión interfacial entre los fluidos desplazante y desplazado, y aumentar así la recuperación de aceite. Posteriormente, otros investigadores han propuesto el empleo de otras sales, tales como el carbonato de sodio, el silicato de sodio y soluciones diluidas de hidróxido de sodio y potasio, entre otros, con el mismo fin.

Los álcalis tienen la propiedad de reaccionar con algunos aceites de cierta composición, con los cuales forman surfactantes naturales que disminuyen la tensión interfacial entre el fluido desplazante (solución alcalina) y el desplazado (petróleo).

IV.2.1. Tipos y Propiedades de los Álcalis.

Los álcalis son sales inorgánicas que tienen la característica de tener un valor de pH muy alto. Los álcalis más comúnmente empleados como aditivos al agua de inyección son el hidróxido de sodio, el hidróxido de amoníaco, el hidróxido de potasio, el ortosilicato de sodio, el fosfato trisódico, el carbonato de sodio y el silicato de sodio. La Tabla 4.4 enlista algunas características de estos álcalis. De estos aditivos, el hidróxido de sodio y el ortosilicato de sodio son los más efectivos para aumentar la recuperación de aceite y tienen un costo relativamente bajo como se observa en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4. Compuestos alcalinos y algunas de sus características.

Compuesto	Formula	Peso Mol.	pH		Na ₂ O %	Agua fría g/100cm ³	Agua caliente g/100cm ³	Rango de precios \$USD/ton seca
			0% NaCl	1% NaCl				
Hidróxido de sodio	NaOH	40	13.15	12.5	0.775	42	347	285-335
Ortosilicato de sodio	Na ₄ SiO ₄	184	12.92	12.4	0.674	15	56	300-385
Metasilicato de sodio	Na ₂ SiO ₃	122	12.6	12.4	0.508	19	91	310-415
Amoniaco	NH ₃	17	11.45	11.37	-	89.9	7.4	190-205
Carbonato de sodio	Na ₂ CO ₃	106	11.37	11.25	0.585	7.1	45.5	90-95

Sin embargo, estos compuestos químicos presentan la desventaja que prácticamente todas las rocas tienden a reaccionar con ellos, neutralizando su efecto hasta cierto punto y reduciendo su concentración en el agua alcalina. Se han determinado que las calizas y dolomitas reaccionan poco con el NaOH y que la reacción con la sílice de las areniscas no presenta un problema serio; sin embargo, la reacción con los componentes arcillosos de algunas rocas puede ser significativa. Es conveniente realizar pruebas extensivas en el laboratorio para determinar la reactividad de la roca del yacimiento con el álcali a emplear, pues si ésta es demasiado alta puede provocar un fracaso si se implementa el proceso. La reactividad de la roca del yacimiento se expresa en miliequivalentes de reactivo consumido por cada 100 gr de roca (meq/100 gr).

IV.2.2. Mecanismos de Desplazamiento de las Soluciones Alcalinas.

Aun cuando a primera vista puede parecer que el proceso de desplazamiento de aceite mediante la inyección de soluciones alcalinas es sencillo y relativamente barato, esto es una apreciación errónea, pues los mecanismos involucrados en este proceso son complejos y no totalmente comprendidos. En general, la recuperación adicional de aceite se puede atribuir a la acción individual o combinada de los mecanismos siguientes:

- i. Interacción petróleo-álcali: reducción de la tensión interfacial agua-aceite y generación de emulsiones aceite-agua.
- ii. Interacción roca-álcali: alteración de la mojabilidad.
- iii. Precipitación química producida por el mezclado de la solución alcalina con algunos elementos presentes en el agua del yacimiento.

El efecto de los dos primeros mecanismos se puede ilustrar con la definición del Número Capilar.

Número Capilar.

Como se estableció en el comportamiento del desplazamiento inmisible agua-aceite, la movilización está regida por la interrelación de las fuerzas viscosas que tienden a desplazar el aceite, y las fuerzas capilares que son las responsables de la retención del aceite en el medio poroso. La interrelación de estas fuerzas puede establecerse mediante la definición del número adimensional conocido como “Número Capilar” (N_{ca}), el cual se define como sigue:

$$N_{ca} = \frac{\text{fuerzas viscosas}}{\text{fuerzas capilares}} = \frac{v\mu L}{\sigma \cos \theta} \quad (4.15)$$

Este número capilar se encuentra en la expresión de flujo del modelo de doble poro en donde se hace el balance de las fuerzas viscosas y capilares (ecuación 3.29), y también se puede expresar de la siguiente forma:

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{\frac{4\mu qL}{\pi r_2^2 \sigma \cos \theta} + r_2^2 \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right)}{\frac{4\mu qL}{\pi r_1^2 \sigma \cos \theta} - r_1^2 \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right)} \quad (4.16)$$

Se ha determinado que la magnitud de la saturación residual de aceite dejada por un proceso de desplazamiento con agua, es función de este número, como se muestra en la Figura 4.18. En los procesos de desplazamiento con agua, el valor del N_{ca} , es del orden de 10^{-6} ; se ha determinado experimentalmente que incrementando el N_{ca} en el rango de $10^{-4} \leq N_{ca} \leq 10^{-2}$ se puede reducir la saturación de aceite residual, incrementando la recuperación de aceite.

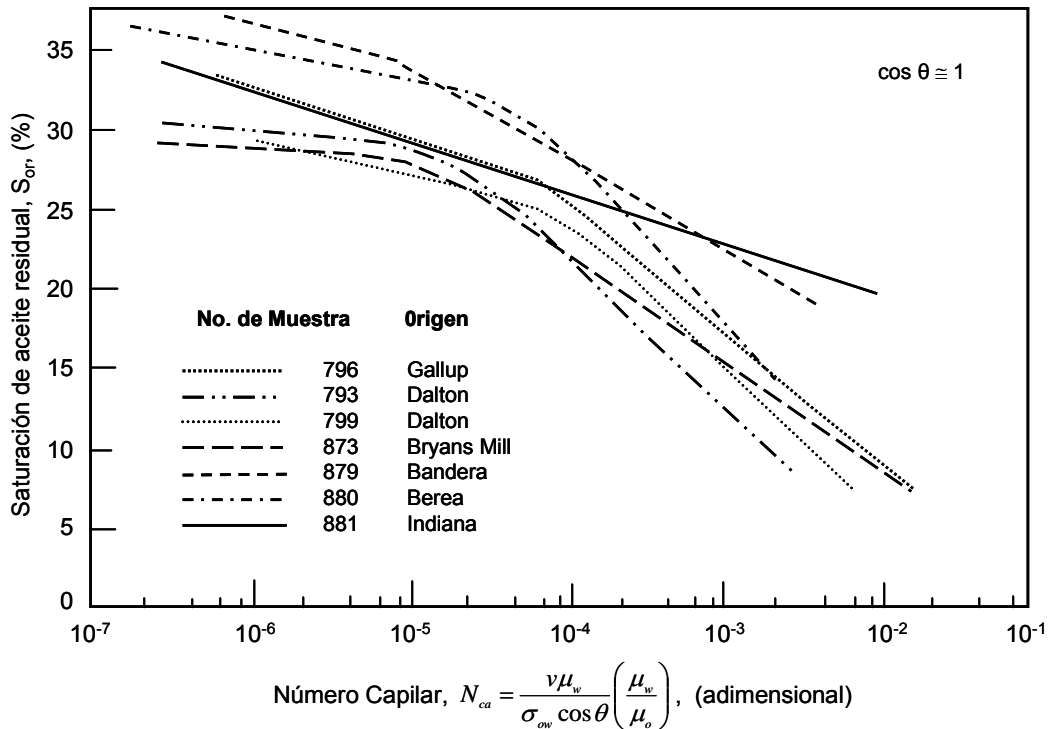


Figura 4.18. Efecto del Número Capilar (N_{ca}) sobre la saturación de aceite residual (S_{or}).

Como puede observarse en la ecuación 4.15, una forma de aumentar el número capilar de manera significativa es disminuyendo la tensión interfacial; si en un proceso convencional de inyección de agua, se redujera la tensión interfacial agua-aceite en un rango de 2 a 3 órdenes de magnitud, el valor resultante del Número Capilar se encontraría en el rango deseado. Es este el objetivo que se persigue con la inyección de soluciones alcalinas, que como ha demostrado con estudios de laboratorio, reaccionan con ciertos compuestos ácidos orgánicos del crudo formando "in situ", surfactantes que disminuyen la tensión interfacial agua-aceite. Por otra parte, las soluciones alcalinas afectaran el número capilar por medio de la mojabilidad, a través del ángulo de contacto.

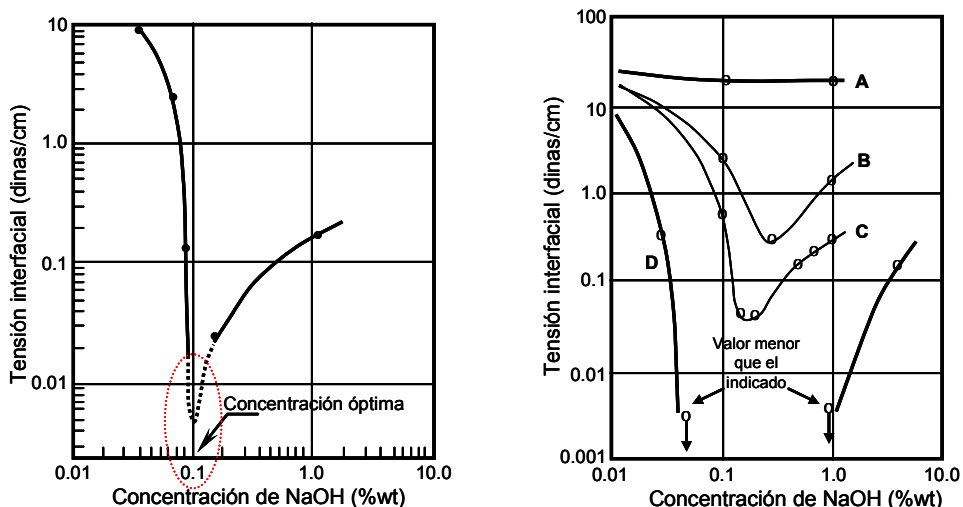
Interacción Petróleo-Álcali.

Reducción de la Tensión Interfacial Agua-Aceite. Como se ha mencionado, los álcalis tienen la propiedad de reaccionar con ciertos compuestos ácidos orgánicos del crudo, formando surfactantes que disminuyen la tensión interfacial agua-aceite. La magnitud de la disminución en la tensión interfacial es función de: (1) concentración y tipo de álcali, (2) cantidad de componentes ácidos orgánicos presentes en el crudo, (3) concentración y tipos de sales presentes en la solución, y (4) pH de la solución.

La Figura 4.19 (a) ilustra el efecto de la concentración del hidróxido de sodio (NaOH) disuelto en el agua de inyección en la disminución de la tensión interfacial agua-aceite, pudiendo observarse que en el rango de concentraciones de NaOH entre 0.01 y 0.1% en peso, la tensión interfacial agua-aceite disminuye drásticamente al incrementarse la concentración del álcali, hasta alcanzar valores ultra-bajos (inferiores a 0.01 dinas/cm); sin embargo, al incrementarse la concentración del álcali por encima de este valor, el efecto sobre la tensión interfacial es inverso, notándose un aumento de ésta al incrementarse la concentración del NaOH. De lo anterior se deduce que para una combinación dada de álcali-petróleo crudo, a ciertas condiciones de temperatura y presión, existe un valor de concentración máximo de álcali que permite alcanzar valores

ultra-bajos de tensión interfacial agua/aceite (inferiores a 0.01 dinas/cm), el cual requiere ser determinado en forma experimental.

Por otro lado la Figura 4.19 (b) muestra que el álcali no tiene el mismo efecto en todos los tipos de crudo. Como puede apreciarse en la figura, sólo con el crudo D fue posible alcanzar la tensión interfacial agua-aceite ultrabaja (inferior a 0.01 dinas/cm), mientras que para los crudos A, B y C no existe una concentración óptima de álcali que proporcione una reducción de la tensión interfacial a un valor ultrabajo que incremente el Número Capilar al rango deseado de $10^{-4} < N_{ca} < 10^{-2}$, en donde se obtiene un incremento en la recuperación de aceite sustancial, reduciendo la saturación de aceite residual. La Tabla 4.5 presenta las características físicas de los crudos mostrados en la Figura 4.19 (b).



(a) Tensión interfacial vs concentración de álcali para un crudo de 12.2 °API.

(b) Tensión interfacial vs concentración de álcali para cuatro diferentes crudos.

Figura 4.19. Comportamiento de la Tensión interfacial vs la concentración de álcali.

De pruebas de desplazamiento en núcleos se ha establecido que existe una dependencia entre la recuperación de aceite y la concentración de álcali, de tal forma que la recuperación de aceite máxima corresponde a la concentración de álcali que proporciona la reducción máxima en la tensión interfacial. Esta conclusión se ilustra con la

Figura 4.20, la cual presenta las pruebas de desplazamiento efectuadas con las concentraciones mostradas en la Figura 4.19 (a).

Como puede observarse en la Figura 4.19, no todos los crudos reaccionan de igual manera con el álcali, debido a que la generación de surfactantes “in situ” obedece a la reacción del álcali con ciertos compuestos ácidos presentes en el aceite; el grado de reactividad de un crudo con un cierto álcali se correlaciona con el parámetro llamado “Número Ácido” (N_A).

Tabla 4.5. Propiedades físicas de los crudos de la figura 4.19.

Designación	Densidad °API	Temp. del yacimiento °F	Viscosidad del aceite cp
Crudo sudamericano	12.2	176	187
Crudo norteamericano A	32	160	1.3
Crudo norteamericano B	35.2	105	6.4
Crudo norteamericano C	25.9	150	8
Crudo norteamericano D	19.8	120	40

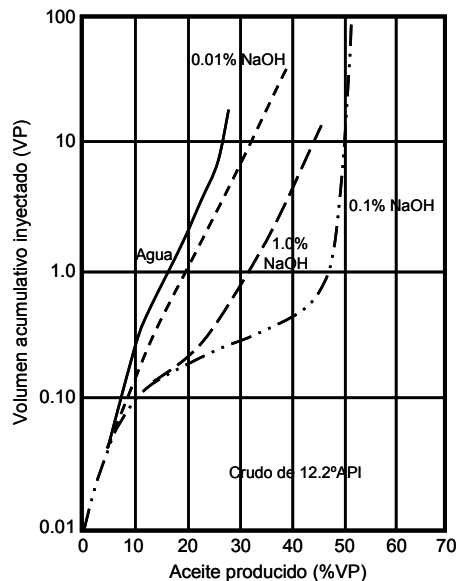


Figura 4.20. Recuperación de aceite como función del volumen acumulado inyectado de solución alcalina con diferentes concentraciones.

Número Ácido, N_A . Se define como el número de miligramos de hidróxido de potasio (KOH) requeridos para neutralizar 1 gr de aceite crudo a un pH de 7.0. Se ha establecido que para que un yacimiento sea un buen candidato para la aplicación de este proceso, debe mostrar un $N_A > 0.5$ mg KOH/gr de petróleo crudo.⁵ Es importante mencionar que aunque un cierto aceite tenga un $N_A > 0.5$, no significa que éste sea desplazado en forma exitosa con una solución alcalina.

El grado de disminución de la tensión interfacial debida al contacto del crudo con soluciones alcalinas también está afectado por la composición del agua de la solución alcalina. Los iones multivalentes (Ca^{++} y Mg^{++}) precipitan el cáustico en forma de hidróxidos insolubles, reduciendo su concentración; estos iones multivalentes reaccionan con los ácidos orgánicos del aceite y forman surfactantes de calcio o magnesio, los cuales son mucho menos eficientes. El calcio afecta mucho más que el magnesio, tal como se muestra en la Figura 4.21.⁴² Por otra parte, se ha demostrado que el cloruro de sodio (NaCl) resulta benéfico para las soluciones alcalinas; en la Figura 4.22 puede notarse que el NaCl reduce la concentración del álcali necesaria para alcanzar la máxima reducción en la tensión interfacial, por lo que resulta más eficaz preparar soluciones alcalinas utilizando salmuera como solvente, que con agua dulce.

El pH de las soluciones alcalinas también afecta el desempeño de las mismas. La Figura 4.23 muestra el efecto del pH en la tensión interfacial y la saturación de aceite residual. De la Figura 4.23 (b) puede observarse que existe un rango óptimo de pH que permite obtener la saturación de aceite residual mínima (máxima recuperación).

Formación de Emulsiones. Las soluciones alcalinas, además de tener el efecto favorable de la disminución de la tensión interfacial agua-aceite, se ha observado que también tienen la capacidad de formar emulsiones “in situ” agua en aceite; estas emulsiones reducen la movilidad del fluido acuoso inyectado, además de generar altos gradientes de presión no uniformes en el frente de la emulsión, los cuales podrían vencer las fuerzas capilares y desplazar aceite del medio poroso. Los mecanismos anteriores en

conjunto, incrementan la eficiencia volumétrica de barrido del proceso de desplazamiento mediante soluciones alcalinas.

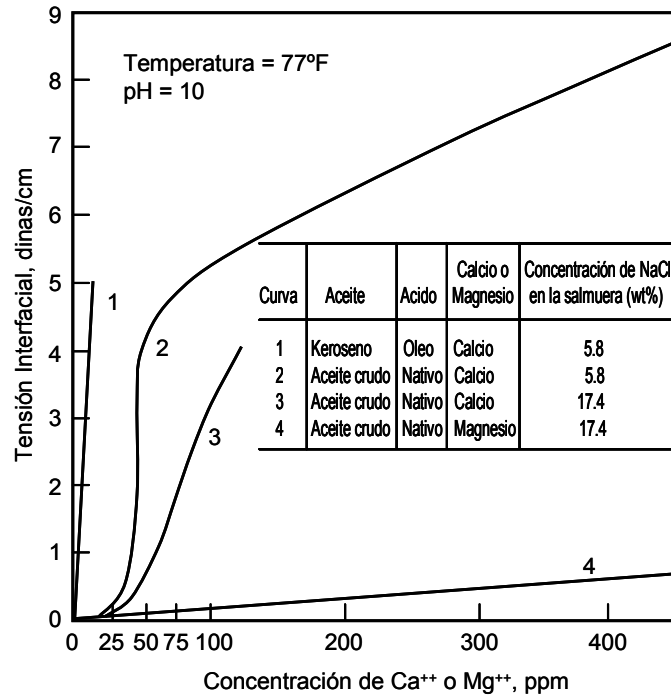


Figura 4.21. Efecto del Ca^{++} y Mg^{++} sobre la tensión interfacial.⁴²

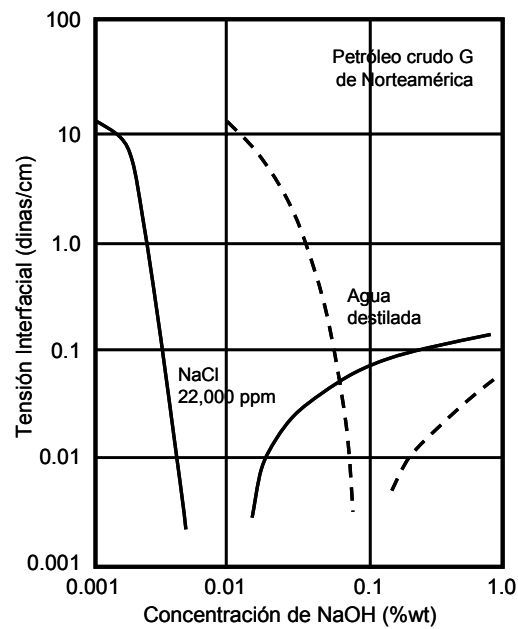
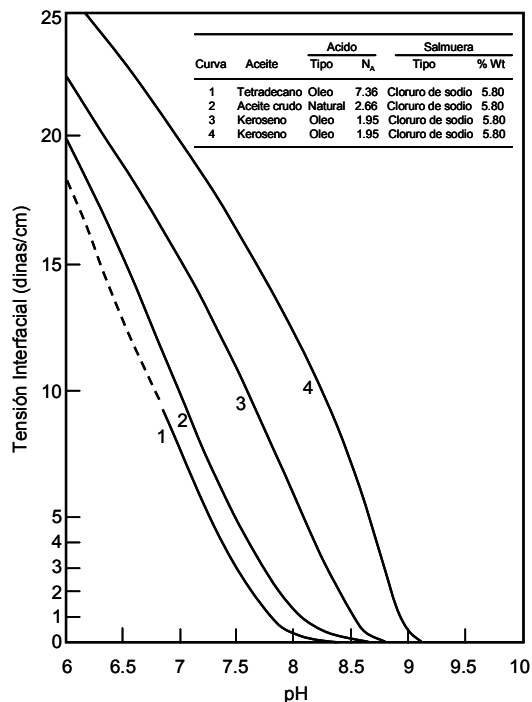
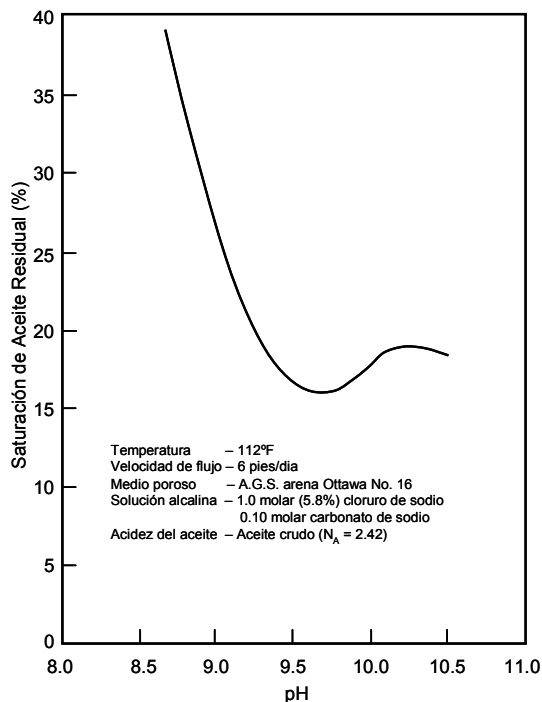


Figura 4.22. Efecto del NaCl sobre la tensión interfacial.



(a) Efecto del pH y salinidad sobre la tensión interfacial.



(b) Efecto del pH del agua desplazante sobre la recuperación de aceite por solución alcalina.

Figura 4.23. Efecto del pH sobre el comportamiento del desplazamiento alcalino.⁴²

Interacción Roca-Álcali.

Alteración de la Mojabilidad. La distribución de los fluidos a nivel de poro tiene un papel muy importante en el desempeño de los procesos de recuperación mejorada del petróleo. Esta distribución de fluidos es función de la mojabilidad de la roca. Una característica importante de las soluciones alcalinas, es que los surfactantes producidos por la reacción de éstas con los componentes ácidos orgánicos del aceite ocasionan una alteración en la mojabilidad de la roca, debido a la adsorción de dichos surfactantes sobre la roca; esto también puede explicarse por el cambio del ángulo de contacto, debido a la modificación de las tensiones interfaciales agua-aceite, agua-sólido y aceite-sólido. La distribución de los fluidos en el medio poroso afecta directamente el comportamiento de flujo de los fluidos en todas las etapas de recuperación primaria, secundaria y mejorada, debido a que dicha distribución afecta el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa²⁶, como se ilustra en la Figura 4.24.

El cambio de mojabilidad de la roca del yacimiento da lugar a dos diferentes mecanismos de desplazamiento del petróleo mediante la solución alcalina; el primero de ellos se presenta cuando la roca cambia de mojable por aceite a mojable por agua; y el otro cuando ocurre el cambio inverso. Los detergentes generados “in situ” son prácticamente insolubles cuando la solución alcalina es salada, condición que promueve la mojabilidad por aceite; cuando se trata de agua dulce los detergentes son solubles y promueven la mojabilidad por agua.⁴²

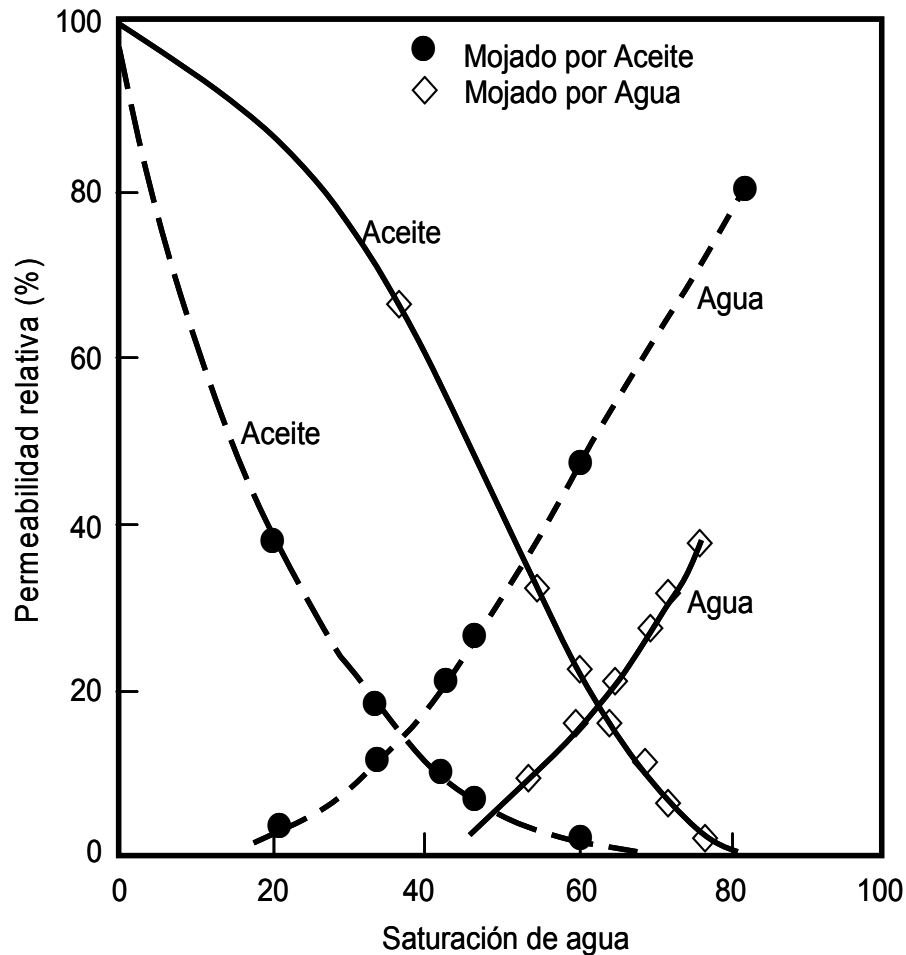


Figura 4.24. Efecto de la mojabilidad sobre las curvas de permeabilidad relativa.²⁶

Inversión de Roca Mojable por Aceite a Mojable por Agua. En este caso, el incremento en la recuperación de aceite se debe principalmente a un cambio favorable de las permeabilidades relativas al agua y al aceite, en la región del yacimiento en la que el aceite es móvil, con lo que se obtienen relaciones de movilidades favorables. En laboratorio se encontró que este mecanismo depende de la temperatura, siendo favorable a 160°F; también se demostró que la permeabilidad relativa al agua disminuye después del desplazamiento de la solución alcalina, indicando el cambio de mojabilidad.⁴³

Inversión de Roca Mojable por Agua a Mojable por Aceite. Bajo condiciones apropiadas de salinidad, pH y temperatura, los surfactantes producidos durante la reacción de la interfase agua-aceite, por el petróleo ácido y el agua alcalina, pueden alterar la mojabilidad del medio poroso hacia una mojabilidad preferencial por aceite, lo que ocasiona que el aceite residual que se encuentra como una fase no-mojante discontinua, pase a una fase mojante continua abriendo nuevas trayectorias de flujo (de no conseguirse dichas trayectorias el aceite remanente quedaría atrapado en el medio poroso). Simultáneamente, la tensión interfacial ultrabaja induce la formación de una emulsión viscosa de agua en aceite, en la que las gotas de agua están encapsuladas en el seno de una fase continua de aceite, creando un bloqueo parcial de los canales de flujo por los que antes fluía principalmente el agua; esto genera gradientes de presión elevados no uniformes en la región vecina a la formación de la emulsión, los cuales son capaces de vencer las fuerzas capilares, ya de por sí disminuidas por el decremento en la tensión interfacial, provocando la movilización del aceite que se encontraba atrapado en el espacio poroso.^{42,43} Las Figuras 4.25 y 4.26 ilustran este mecanismo de desplazamiento; en la Figura 4.25 puede observarse que las películas de aceite (lamellaes) se hacen más delgadas y dispersas para distancias atrás del frente, de tal forma que estas películas tienden a romperse con el tiempo, por lo que la permeabilidad relativa al agua vuelve a su estado original.

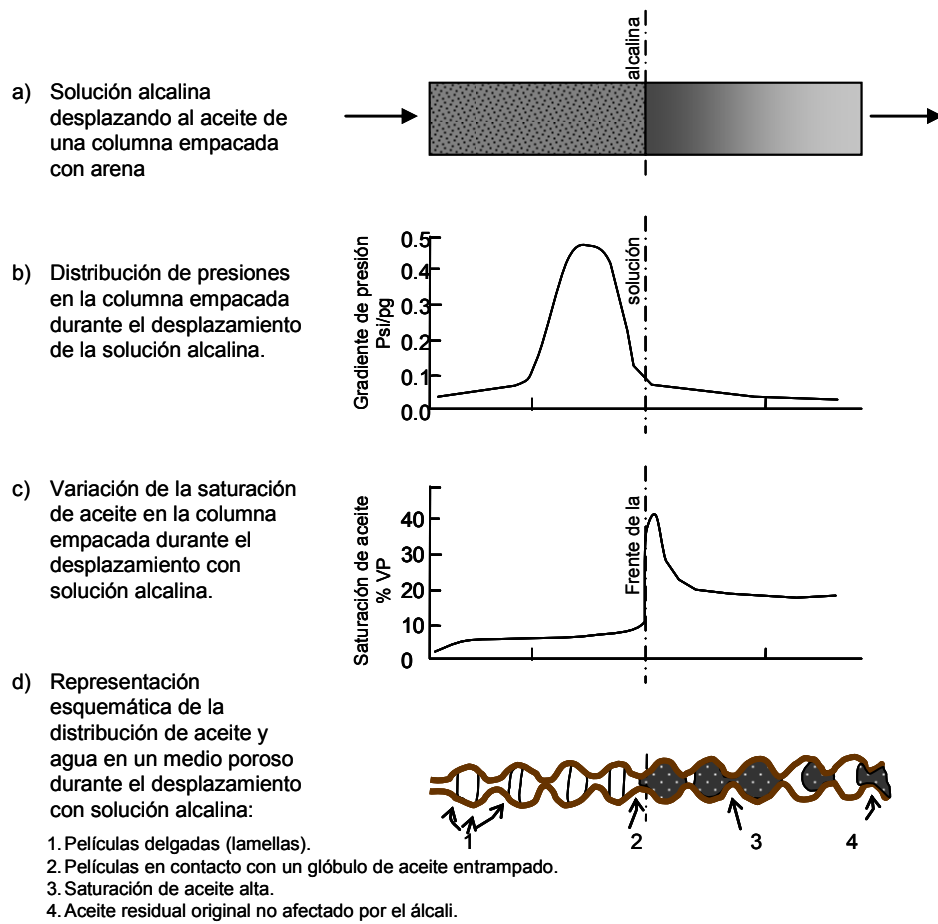


Figura 4.25. Distribución de presión y fluidos en un empaque de arena durante un desplazamiento con solución alcalina.⁴²

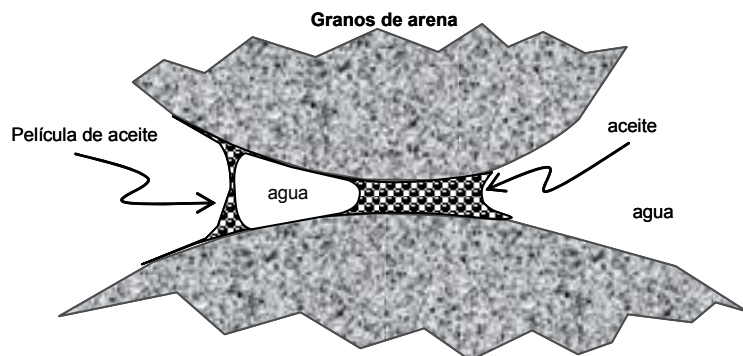


Figura 4.26. Distribución de aceite en un poro mojado por aceite.⁴²

Es importante recordar que la salinidad de la solución alcalina desempeña un papel importante en este proceso, ya que provoca que el surfactante formado en la interfase agua-álcali sea insoluble en el agua alcalina, promoviendo la tendencia de la formación a ser mojada por aceite.

Consumo de Álcali. Además de la alteración de la mojabilidad de la roca, existen otras reacciones roca-álcali que desgastan o consumen el álcali de manera importante y que deben tomarse en cuenta, ya que afectan directamente el desempeño del desplazamiento; éstas reacciones pueden consumir el álcali al grado de causar que el proceso no sea exitoso, especialmente cuando se tienen las arcillas y algunos otros minerales presentes en la formación. Entre los minerales más comunes en los yacimientos de aceite se pueden listar las arcillas (montmorillonita, illita, clorita, etc.), otros aluminosilicatos (feldespatos, etc.), carbonatos y sulfonatos (calcita, dolomita, gipsonita, anhidrita, etc.). Estos minerales pueden causar la pérdida del álcali por medio de los mecanismos siguientes:⁴⁴

- i. Intercambio iónico superficial
- ii. Reacciones iónicas
- iii. Precipitación de hidróxidos
- iv. Formación de nuevos minerales.
- v. Precipitación de silicatos.
- vi. Precipitación de carbonatos.

En general, cuando las arcillas originalmente en equilibrio con el agua de formación entran en contacto con la solución alcalina, la superficie de las mismas intentará equilibrarse con su nuevo ambiente mediante el intercambio de iones. A medida que el pH del agua se incrementa los iones de hidrógeno (H^+) contenidos en las arcillas reaccionan con los iones de hidróxido (OH^-) de la solución alcalina, disminuyendo el pH de la solución y consumiendo el álcali a lo largo de la trayectoria de flujo en el yacimiento. Por otra parte, cuando la solución alcalina libre de calcio contacta a las arcillas, los iones de calcio contenidos en la arcilla se intercambian con los iones de sodio de la solución alcalina,

incrementando la concentración de calcio en la solución, lo cual, como ya se menciono, no es favorable para la desempeño del proceso (Figura 4.21).

De estudios de laboratorio⁴⁴ se determinó el grado de reactividad de los minerales: la más alta fue para la caolinita y la gipsonita; moderadamente alta para la montmorillonita, illita, dolomita, y zeolita; moderadamente baja para el feldespato, clorita y cuarzo fino; baja para el cuarzo; e insignificante para la calcita

IV.2.3. Procedimiento de Inyección de las Soluciones Alcalinas.

En general, el método consiste en inyectar un preflujo de agua para acondicionar el yacimiento; posteriormente la inyección del bache de la solución alcalina y por último la inyección del fluido desplazante, que en la mayoría de los casos es agua. Este procedimiento origina un banco de aceite al frente, seguido por un banco combinado de aceite y agua del bache de preflujo, todos desplazados hacia los pozos productores. Esto se ilustra en la Figura 4.27.

Con el objetivo de mejorar no sólo una característica, como la tensión interfacial, sino también la relación de movilidades,⁵ una practica común es combinar los métodos de inyección de soluciones alcalinas con la inyección de soluciones poliméricas Algunos estudios de laboratorio también han concluido que la combinación del álcali con el polímero mejora la inyectividad de este último.⁴⁵ La secuencia de inyección en este caso es la siguiente: un preflujo de agua para acondicionar el yacimiento, seguido por la inyección de la solución alcalina o alcalina-polimérica, posteriormente la inyección de la solución polimérica para el control de movilidades y por último la inyección del fluido desplazante (agua), para mover baches de productos químicos y el banco de aceite hacia los pozos productores.

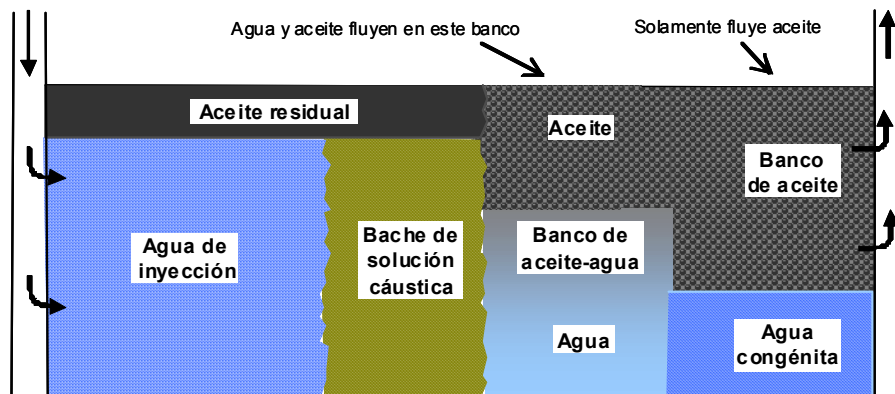


Figura 4.27. Procedimiento de inyección de soluciones alcalinas.

IV.3. Desplazamiento Miscelar.

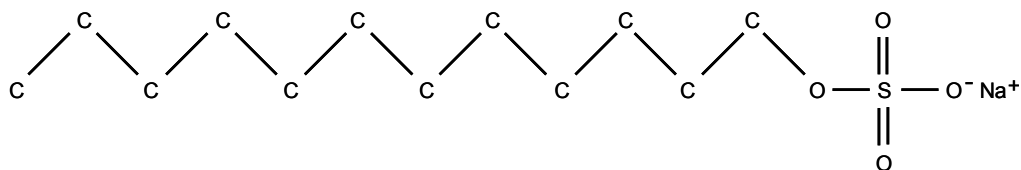
El desplazamiento miscelar es el proceso de recuperación mejorada en el que se inyecta un agente activo de superficie (surfactante) para disminuir la tensión interfacial agua-aceite, lo que permite mejorar la recuperación de aceite. La diferencia con el desplazamiento alcalino es que en este proceso, los surfactantes se generan in situ a través de la reacción del álcali con el aceite. El desplazamiento miscelar ha aparecido en la literatura técnica bajo diferentes nombres: detergente, surfactante, baja tensión, aceite soluble, microemulsión y desplazamiento químico. El término miscelar es el menos ambiguo.⁵

IV.3.1. Tipos y Propiedades de los Surfactantes.

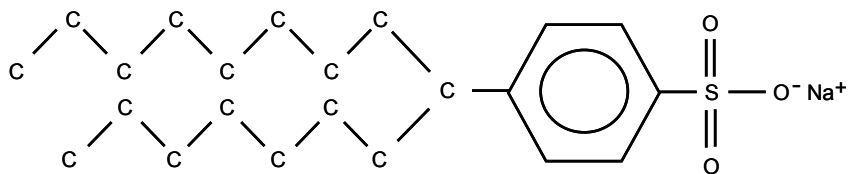
Los surfactantes son sales orgánicas que tienen la propiedad de acumularse en la interfase agua-aceite disminuyendo la tensión interfacial. Estructuralmente, una molécula de surfactante está compuesta de una porción no-polar (cadena larga o cola lipofílica: afín al aceite) y una porción polar (cabeza hidrofílica: afín al agua). La Figura 4.28 muestra la estructura molecular de dos surfactantes comunes e ilustra la notación corta para los surfactantes. Los surfactantes se clasifican en cuatro grupos dependiendo de su polaridad⁵:

Aniónicos. Tan requeridos por su electroneutralidad, la molécula del surfactante aniónico (cargado negativamente, en contraposición al monómero) se descarga con un catión metálico inorgánico (generalmente sodio) asociado con el monómero. En una solución acuosa, la molécula ioniza a los cationes libres y a los monómeros aniónicos. Los surfactantes aniónicos son los más comunes en el desplazamiento miscelar debido a que son buenos surfactantes, relativamente resistentes a la retención, estables, y pueden obtenerse de forma relativamente económica.

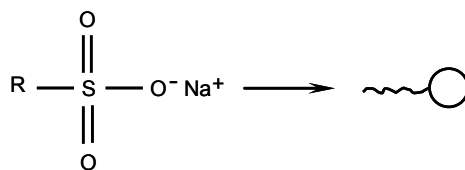
Catiónicos. Si la parte polar tiene carga positiva, los surfactantes son catiónicos. En este caso, la molécula del surfactante contiene un anión inorgánico para balancear la carga. Los surfactantes catiónicos se usan muy poco en el desplazamiento miscelar debido a que son fuertemente adsorbidos por las superficies aniónicas de las arcillas.



(a) Sulfato dodecil sodico



(b) Sulfonato Texas No. 1



R = grupo hidrocarburo (no polar)

(c) Sulfonatos de petróleo comercial

Figura 4.28. Estructuras moleculares representativas de los surfactantes.⁵

No-iónicos. Una clase de surfactantes que han sido extensivamente utilizados en el desplazamiento miscelar, principalmente como cosurfactantes pero que se han incrementado hasta ser surfactantes primarios, son los no-iónicos. Estos surfactantes no forman enlaces iónicos, sino que cuando se disuelven en soluciones acuosas, presentan propiedades de surfactantes por su contraste de electronegatividad entre sus constituyentes. Los surfactantes no-iónicos son mucho más tolerantes a la alta salinidad que los aniónicos.

Anfotéricos. Esta clase de surfactantes contiene aspectos de dos o más de las otras clases. Por ejemplo, un anfotérico podría contener tanto un grupo aniónico como un grupo no-polar. Estos surfactantes no han utilizado en la recuperación de aceite.

En cada clase existe una gran variedad de surfactantes. El surfactante más comúnmente utilizado en la recuperación mejorada es el sulfonato de petróleo, debido a su bajo costo, su obtención fácil en grandes cantidades y su gran actividad interfacial. El sulfonato de petróleo es un surfactante aniónico que puede producirse por sulfonización de: (1) un químico orgánico puro (algunas veces conocidos como sulfonatos sintéticos), (2) una corriente de refinación de peso molecular intermedio, o cuando sea apropiado, (3) el aceite crudo mismo. La Tabla 4.6 muestra algunas propiedades de sulfonatos comerciales; se puede observar que el rango del peso molecular va de 350 a 450, en donde el menor peso molecular significa mayor solubilidad al agua. Algunos productos contienen impurezas como aceite crudo sin reaccionar durante la sulfonización y agua de la neutralización, lo que implica que parte del surfactante es inactivo.

IV.3.2. Comportamiento de Fases y Tensión Interfacial.

Si un surfactante aniónico se disuelve en una solución acuosa, el surfactante se disocia en un catión y un monómero. Si se incrementa la concentración del surfactante la parte lipofílica del surfactante empieza a asociarse entre ellos mismos para formar agregados o micelas, que contienen varios monómeros. Una gráfica de la concentración

de monómero de surfactante contra la concentración total de surfactante muestra una curva que empieza en el origen, incrementándose monotonamente con pendiente unitaria hasta que se alcanza la concentración micelar crítica (CMC), arriba de la cual el incremento en la concentración de surfactante sólo incrementa la concentración micelar (Figura 4.29). Típicamente la concentración micelar crítica es muy pequeña, del orden de 10^{-5} a 10^{-4} kg-mol/m³, por lo que en casi todas las concentraciones de surfactantes prácticas para la recuperación mejorada (del orden de 10^2 kg-mol/m³), el surfactante está predominantemente en forma micelar; esto da origen al nombre de desplazamiento micelar. Las estructuras de las micelas no son estáticas y pueden tomar varias formas.⁴⁶

Tabla 4.6. Ejemplo de algunos surfactantes aniónicos comerciales.⁵

Compañía	Surfactante	Peso Molecular	Actividad (% peso)	Aceite (% peso)	Agua (% peso)	Sal (% peso)	Tipo
ALCOLAC	SIPONATE DS-10	350	98				Sulfonato benzeno dodecil de sodio
ALCOLAC	SIPONATE A 168	350	70				
CONOCO	AES 14125		58.3	1.7			Sulfatos eter alfonico
CONOCO	AES 1412A		60	3			Sulfatos eter alfonico
EXXON	RL 3070	334	60	14	25.2		Sulfonatos de sodio aryl alkyl
EXXON	RL 3011	375	64.4	25.2	10		Sulfonatos de sodio aryl alkyl
EXXON	RL 3330	390	66	24	9.5		Sulfonatos de sodio aryl alkyl
EXXON	RL 3331	391	65	26.5	8.1		Sulfonatos de sodio aryl alkyl
EXXON	RL 3332	460	60	31.4	8.1		Sulfonatos de sodio aryl alkyl
EXXON	RL 2917	515	65.7	25.7	8.5		Sulfonatos de sodio aryl alkyl
KAO	LS 8203	330	65		53		Sulfonato alkyl lineal
KAO	LS 8202	480	44.1	54.6	0.06		Sulfonato alkyl lineal
LION	LEONOX E		94	2		2	
LION	LEONOX D	350	94	2		3	Sulfonato oleofin alfa
LION	LION AJS-2	375	35				
LION	LEONOX K	570	30				Sulfatos eter alfonico
SHELL	ENORDET AOS 310-40	317	38		61	< 1	Sulfonato ethoxy alcohol
SHELL	ENORDET LXS 370-60	375	60.1		38	1.9	Sulfonatos xileno alkyl lineal
SHELL	ENORDET LXS 395-60	395	60		37.4	2.6	Sulfonatos xileno alkyl lineal
SHELL	ENORDET LXS 420-60	417	60.6		36.6	2.8	Sulfonatos xileno alkyl lineal
SHELL	ENORDET 3ES-441-60	441	59.3		29.5	1.2	Sulfonatos xileno alkyl lineal
STEPAN	PS HMW		50.7	24.4	22.1		
STEPAN	PS MMW		53.2	18.4	26.6		
STEPAN	PS 360	360	65.8	18.9	12.4		
STEPAN	PS 420	420	56.1	13	28.8		
STEPAN	PS 465	464	58.7	14.9	24.2		
WITCO	TRS 40	330-350	40-43	18	40		
WITCO	TRS 10-410	415-430	61-63	33	4-5		
WITCO	TRS 16	440-470	61-63	32.5	4-5		
WITCO	TRS 18	490-500	61-63	32.5	4-5		

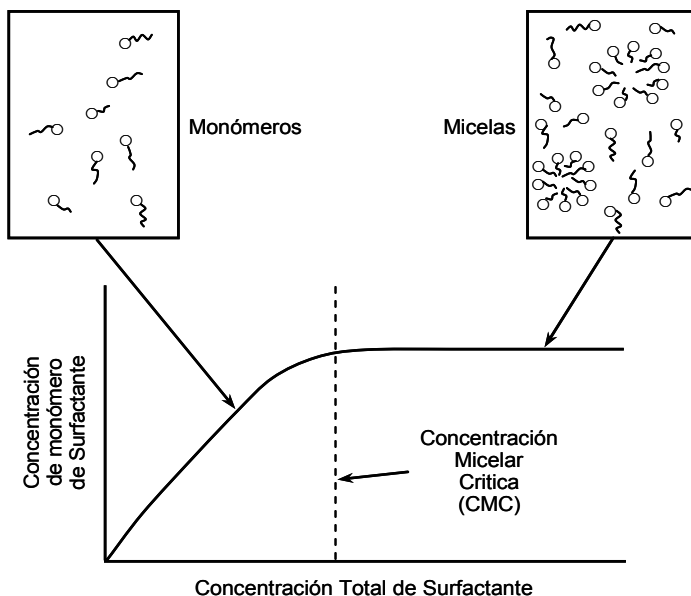


Figura 4.29. Definición esquemática de la CMC.⁵

Cuando esta solución contacta una fase ólea, el surfactante tiende a acumularse en la interfase. La parte lipofílica se “disuelve” en la fase ólea y la hidrofílica en la fase acuosa. El surfactante prefiere la interfase a la micela; sin embargo, sólo se necesita una concentración pequeña de surfactante para saturar la interfase. La doble naturaleza del surfactante es importante, ya que la acumulación en la interfase causa que la tensión interfacial entre las dos fases disminuya. La tensión interfacial entre las dos fases es función del exceso de concentración de surfactante en la interfase. El exceso es la diferencia entre la concentración de la solución y la concentración en la interfase. Lo anterior lleva al estudio del comportamiento de fases surfactante-aceite-salmuera.

Comportamiento de fase surfactante-aceite-salmuera. Este comportamiento generalmente se analiza a través de los diagramas ternarios. El comportamiento de fase es ve afectado fuertemente por la salinidad. A baja salinidad, un surfactante exhibirá buena solubilidad en la fase acuosa y solubilidad reducida en la fase ólea. Así, una composición general cerca del límite salmuera-aceite se separará en dos fases: una fase que esencialmente es aceite puro y una microemulsión (externa-agua) que contiene salmuera, surfactante y un poco de aceite solubilizado. El aceite solubilizado ocurre cuando los glóbulos de aceite ocupan el centro de las micelas hinchadas. Este

comportamiento de fase se conoce como sistema Winsor tipo I, microemulsión fase-inferior (por que es más denso que la fase aceite), o sistema tipo II(-). En este trabajo se adopta el término tipo II(-); II significa que solamente se pueden formar dos fases y (-) significa que la línea de unión tiene pendiente negativa (Figura 4.30).

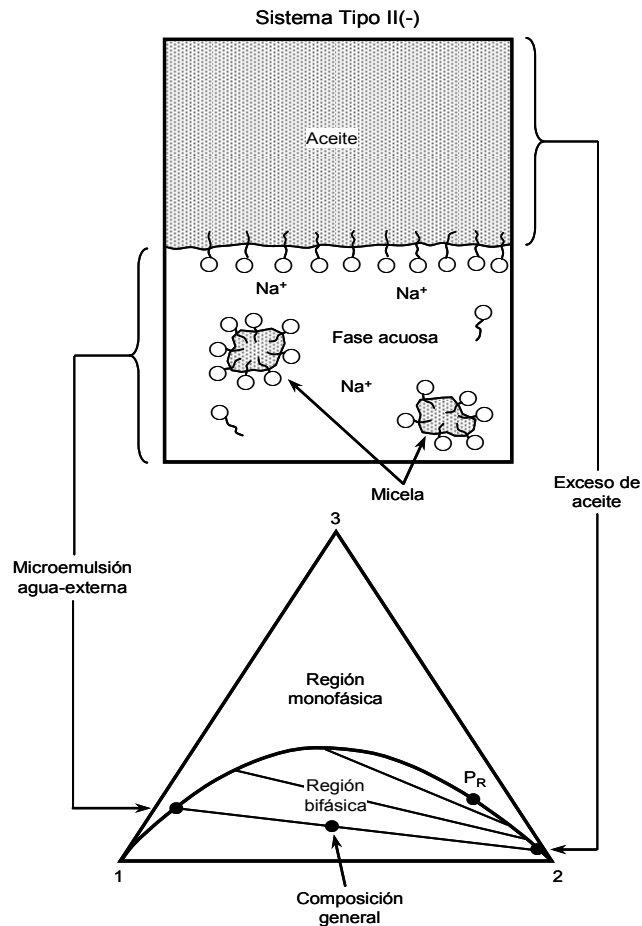


Figura 4.30. Representación esquemática del comportamiento de fase tipo II(-).⁵

Para salinidades altas (Figura 4.31), las fuerzas electrostáticas decrecen drásticamente la solubilidad del surfactante en la fase acuosa. Una composición total dentro de la región de dos fases, se separará en una fase salmuera y una microemulsión (externa-aceite) que contiene la mayoría del surfactante y algo de salmuera solubilizada. La salmuera se solubiliza a través de la formación de micelas hinchadas invertidas, con la salmuera en sus centros. Este comportamiento de fase se conoce como sistema Winsor tipo II, microemulsión fase-superior, o sistema tipo II(+).

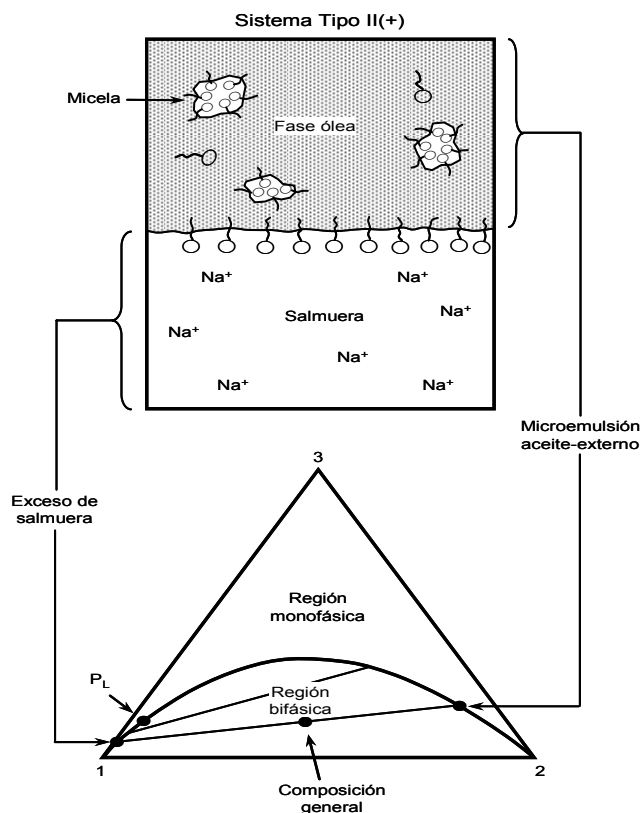


Figura 4.31. Representación esquemática del comportamiento de fase tipo II(+).⁵

Los dos extremos presentados son aproximadamente imágenes opuestas: en el sistema tipo II(-) la emulsión es de fase continua-agua, y en el sistema tipo II(+) la emulsión es de fase continua-aceite. Aunque en el sistema tipo II(-), la solubilidad inducida de aceite en una fase rica en salmuera, sugiere un mecanismo de extracción en la recuperación del aceite, esto es opacado por el efecto sobre la tensión interfacial a salinidades intermedias.

A una salinidad intermedia habrá un cambio continuo entre los sistemas tipo II(-) y tipo II(+). No hay salinidad donde la solubilidad del surfactante en la fase rica en salmuera y en la fase rica en aceite sea exactamente igual, pero hay un rango de salinidad en donde se forma una tercera fase rica en surfactante, tal como se muestra en la Figura 4.32. Una composición total dentro de la región de tres fases se separa en fases aceite y salmuera, como en los tipos II(-) y II(+), y en una microemulsión cuya composición está

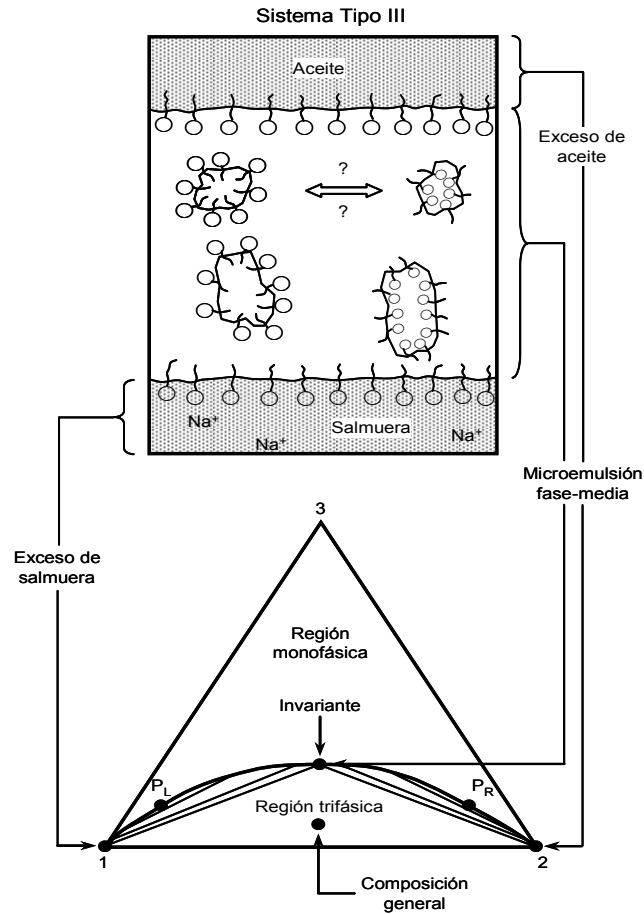


Figura 4.32. Representación esquemática del comportamiento de fase tipo III.⁵

representada por un punto invariante. A este comportamiento de fase se le conoce como Winsor tipo III, microemulsión fase-intermedia, o sistema tipo III. En la región de tres fases hay una región de dos fases cuya extensión tan pequeña se desprecia. Ahora en este sistema hay dos interfases que originan dos tensiones interfaciales: una entre la microemulsión y el aceite (σ_{e0}) y otra entre la microemulsión y el agua (σ_{ew}).

De lo anterior es evidente que la concentración de sal es un factor importante en una mezcla de surfactantes. La Figura 4.33 muestra el comportamiento de la tensión interfacial y del parámetro de solubilización como una función de la salinidad y las fases tipo II(-) – tipo III – tipo II(+). De la figura 4.33 se observar la importancia del tipo III, debido a que en esa zona se obtiene la tensión interfacial mínima y el valor máximo del parámetro de solubilización. También se puede observar que existe una salinidad en donde los

valores de tensión interfacial son iguales y lo suficientemente bajos para obtener una buena recuperación de aceite, siendo esta salinidad conocida como **salinidad óptima** para esta combinación particular de surfactante-salmuera-aceite, y la tensión interfacial corresponde con la **tensión interfacial óptima**. A la condición de salinidad óptima se obtiene igual relación de solubilidad para el agua y el aceite en la microemulsión, además que se ha observado en desplazamientos en núcleos que se obtiene la recuperación máxima. Por lo anterior, un objetivo del diseño de un proceso de desplazamiento micelar es generar esta salinidad óptima en la presencia del surfactante.

Los parámetros de solubilización se obtienen a partir de mediciones relativamente simples del comportamiento de fases, y se definen como sigue:

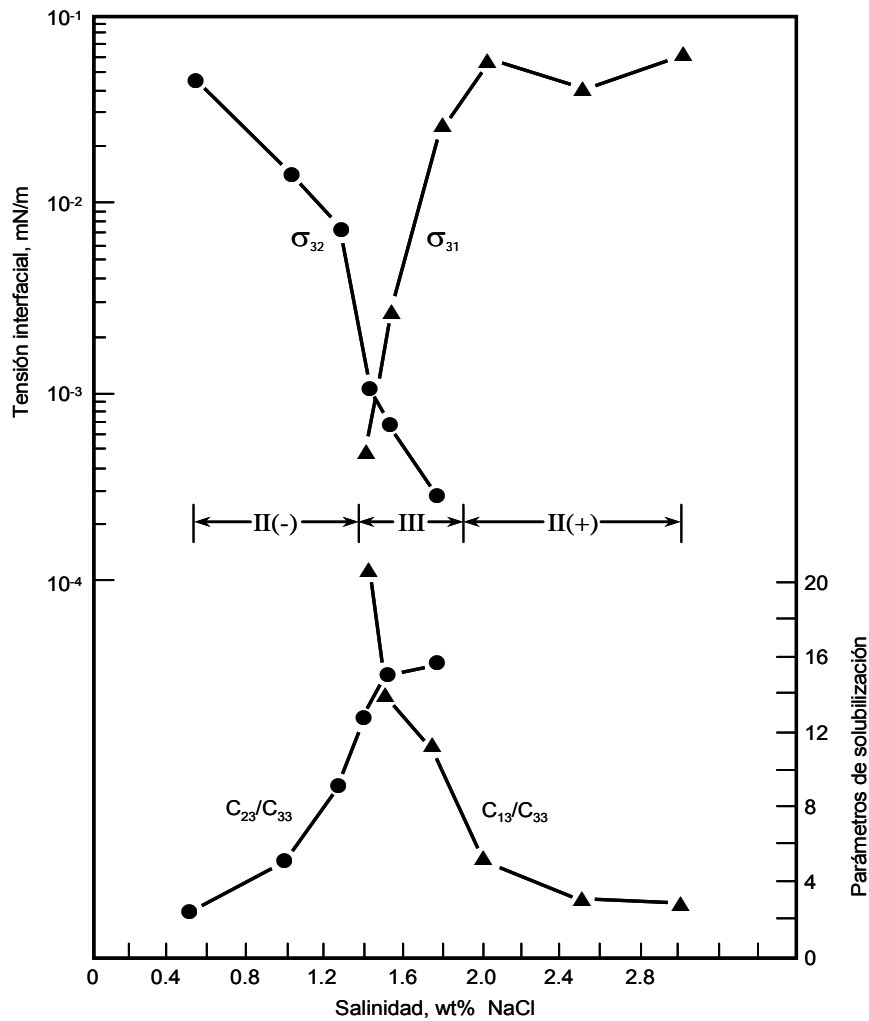


Figura 4.33. Tensión interfacial y parámetros de solubilización.

$$S_{eo} = \frac{W_{eo}}{W_{es}}; \quad S_{ew} = \frac{W_{ew}}{W_{es}}, \quad (4.17)$$

Donde: S_{eo} es el parámetro de solubilización del aceite; S_{ew} es el parámetro de solubilización del agua; W_{eo} , W_{ew} y W_{es} , son las fracciones peso del aceite, agua y surfactante en la microemulsión.

Basándose en el hecho de que la tensión interfacial se relaciona directamente con el comportamiento de fases, Glinsmann⁴⁷ correlacionó los parámetros de solubilización con la tensión interfacial como se muestra en la Figura 4.34.

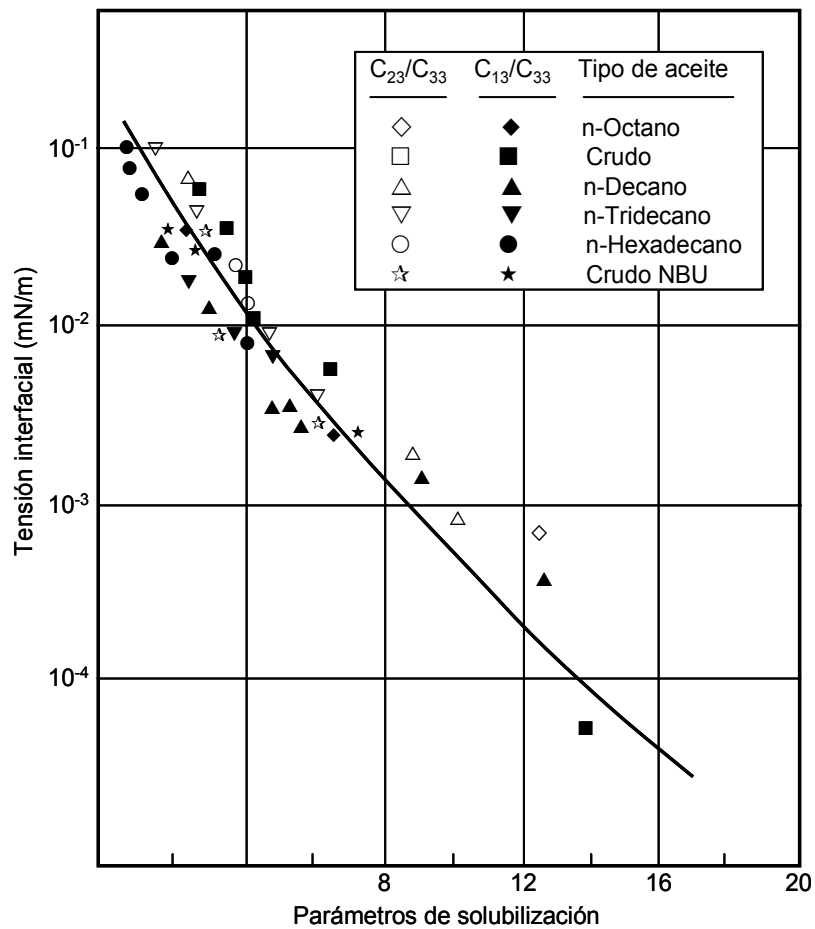


Figura 4.34. Correlación de los parámetros de solubilización con la tensión interfacial.⁴⁷

La microemulsión de fase-intermedia no puede ser simultáneamente de fase externa aceite y fase externa agua; las mezclas contenidas en esta fase experimentan una inversión, y muchas propiedades de la fase (por ejemplo la conductividad eléctrica), cambian abruptamente de ser características del agua a ser características del aceite. Además muchas otras propiedades toman un valor extremo. Esto significa que aunque la inversión de fase por salinidad es atractiva, no necesariamente indica una salinidad óptima. Además de la concentración de electrolito en la salmuera, muchas otras variables pueden ocasionar el comportamiento de fase anterior. En general, cambiando alguna condición que mejore la solubilidad del surfactante en el aceite causará un cambio del Tipo II(-) al Tipo II(+). Algunas propiedades que tienen efecto sobre el comportamiento de fases son las siguientes.^{5, 48}

Estructura del Surfactante. En general, incrementando la importancia del extremo no-polar del surfactante se aumentará la solubilidad en aceite. Este cambio implica incrementar el peso molecular no-polar, disminuyendo la ramificación de la cadena, decreciendo el número de mitades polares (de disulfonatos a monosulfonatos), y disminuyendo la resistencia de la mitad polar.

Dos mediciones comunes de la competencia de las partes hidrofílicas y lipofílicas indican la solubilidad del aceite. La densidad de carga del surfactante es el número de iones disociados por molécula dividido entre el tamaño molecular. La solubilidad del surfactante en la salmuera se eleva a medida que la densidad de carga se incrementa. Una segunda medición es el número de balance hidrofílico-lipofílico (HLB). Para ciertos tipos de surfactantes (por ejemplo no-iónicos), el número HLB está relacionado con la estructura molecular, pero para otros no puede definirse como único. Estas mediciones son difíciles de aplicar a los sulfonatos de petróleo debido a su composición compleja de especies químicas.

Cosurfactantes. Uno de los primeros usos del cosurfactante fue el de ajustar el pseudocomponente surfactante, tal que la transición de la fase tipo II(-) al tipo II(+) ocurra

a diferentes salinidades. Un cosurfactante soluble en agua (por ejemplo: alcohol amyl terciario, sulfonato de petróleo segundo, o n-butanol), hace que el surfactante sea más soluble en agua. Alcoholes de alto peso molecular incrementan la solubilidad en aceite.

Propiedades del aceite. Si el aceite puede hacerse más polar, éste actuará como un mejor solvente para el surfactante, apresurando la transición del tipo II(-) al tipo II(+). Hay varias mediciones para esta tendencia. Los crudos con densidad relativa alta tienden a ser ricos en ácidos orgánicos, por lo que la solubilidad del surfactante en aceite es menor en aceites de alta gravedad específica. Cash y colaboradores⁴⁹ idearon una medida del efecto del aceite sobre el comportamiento de fase, por medio de las comparaciones de las transiciones observadas con un aceite crudo a un aceite refinado. Si para un crudo la transición de tipo II(-) a tipo II(+) ocurre a la misma salinidad, el número de carbón alcano (ACN) del aceite refinado y el número de carbón alcano equivalente (EACN) del crudo son iguales.

La medición del EACN de un aceite crudo requiere la preparación de una serie de soluciones con surfactante, obteniéndose valores de tensión interfacial mínima contra el incremento paulatino del número de carbón alcano; la menor tensión interfacial encontrada muestra el EACN del aceite.

Presión y Temperatura. Generalmente la tendencia del surfactante a disolverse en aceite a medida que la temperatura se incrementa es mínima. Para la mayoría de los aniónicos, las mayores temperaturas significan más solubilidad en la salmuera. Esta tendencia es inversa para la mayoría de los no-iónicos.

En sistemas líquidos el comportamiento de fase es relativamente insensible a la presión, pero para el caso de crudos gasificados, a medida que el volumen específico del aceite se incrementa (disminuyendo la presión), el surfactante se hace mas soluble al agua.

Además del comportamiento de fases discutido anteriormente, se ha observado que a altas concentraciones de surfactante o bajas temperaturas, o aun en presencia de surfactantes puros se presenta la formación de una fase que tiende a ser cristales líquidos de alta viscosidad, u otras fases condensadas. La viscosidad alta de esta fase actúa en detrimento de la recuperación de aceite, ya que puede causar inestabilidad viscosa local durante el desplazamiento o disminuir la inyectividad. Este efecto puede corregirse mediante la adición de cosurfactantes.

IV.3.3. Interacciones Roca-Fluidos.⁵¹

Las interacciones roca-fluidos que afectan el desplazamiento miscelar son la adsorción, intercambio catiónico, fenómeno de precipitación-disolución, fenómeno capilar y dispersión. Todos estos afectan directa o indirectamente la retención del surfactante. La tendencia del surfactante a ser adsorbido ha sido estudiada ampliamente, ya que es de gran importancia para el aspecto económico del proceso. También se ha investigado respecto a la precipitación del surfactante cuando se encuentra con una salmuera de alta dureza, aunque esto generalmente no es un problema en la práctica, ya que la mayor parte del surfactante se particionará en el aceite o en la microemulsión fase-superior que se forma en estas condiciones, más que precipitarse. El atrapamiento causado por las fuerzas capilares microscópicas en los poros de la roca ha tenido mucho menos atención, pero es de importancia potencial.⁵¹

Fenómeno Capilar. La microemulsión residual puede formarse de la misma manera que el aceite residual e igualmente puede correlacionarse con el Número Capilar. El atrapamiento de la microemulsión puede ser mayor que la del aceite, debido a que el aceite es no-mojante y la microemulsión es la mojante. Una saturación residual de microemulsión del orden de 10%, resultará en una pérdida mayor que la que se tiene por adsorción en una arena limpia.

Afortunadamente el atrapamiento de la microemulsión puede eliminarse diseñando el proceso en tal forma que el comportamiento de fase corriente arriba del bache de surfactante sea del tipo II(-). La forma más simple y menos cara para hacer esto, es reducir la salinidad del bache polimérico. A medida que el bache de surfactante se mezcla con la solución polimérica del tipo II o tipo III a tipo I, no ocurrirá atrapamiento con el tipo I, debido a que la microemulsión fase-inferior será desplazada de forma miscible por la salmuera en la solución polimérica.

Adsorción. La adsorción del surfactante es causada por la atracción entre sus moléculas y las superficies minerales. Estas fuerzas difieren bastante entre surfactantes no-iónicos y aniónicos, y dependen también de la naturaleza de la superficie mineral; adicionalmente depende de la temperatura, composición y pH de la salmuera, concentración del surfactante y concentración del aceite, ya que el aceite afecta tanto el comportamiento de fase como la estructura miscelar de la solución de surfactante. Debe notarse que las mismas condiciones que proporcionan alta solubilidad del surfactante en el aceite y la salmuera, también tienden a disminuir la adsorción.

En general la adsorción del surfactante se incrementa a medida que aumenta la concentración de surfactante hasta un valor máximo que se alcanza a la concentración micelar crítica (CMC), como se muestra en la Figura 4.35. Ya que la concentración de surfactante inyectado generalmente es al menos dos órdenes de magnitud mayor que la CMC, este valor máximo de adsorción se alcanza rápidamente y puede aproximarse como una isoterma tipo Langmuir. El nivel de adsorción puede disminuirse con el uso de un cosurfactante, como se muestra en la Figura 4.36.

Intercambio Catiónico. El intercambio catiónico ocurre cuando uno o más fluidos inyectados difieren en composición electrolítica con el fluido inicial saturante en el medio poroso, como es el caso cuando se usa un surfactante aniónico. También ocurre intercambio catiónico con las arcillas de la formación.

Si la salinidad óptima es baja y ocurre mucho intercambio catiónico, se tendrán cambios grandes en las propiedades interfaciales del surfactante, que deberán considerarse en el diseño; sin embargo, si la salinidad óptima es muy alta y/o el intercambio catiónico a esta salinidad es bajo, el intercambio catiónico podría no ser muy importante en el diseño.

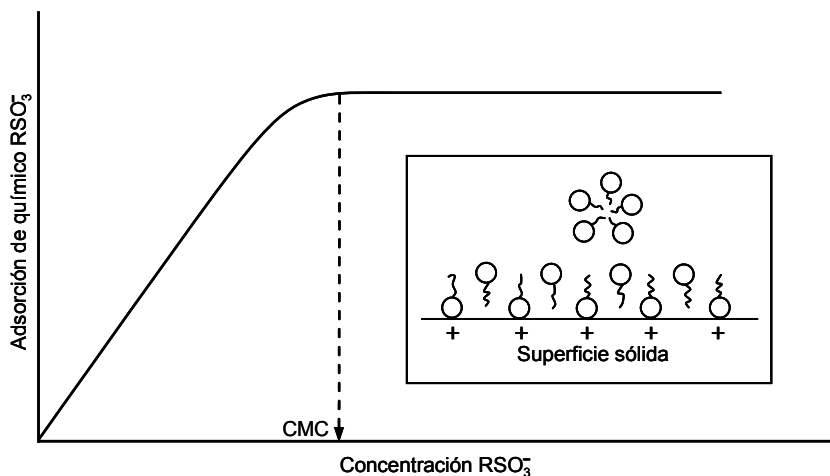


Figura 4.35. Adsorción del surfactante sobre superficies metálicas oxidadas.

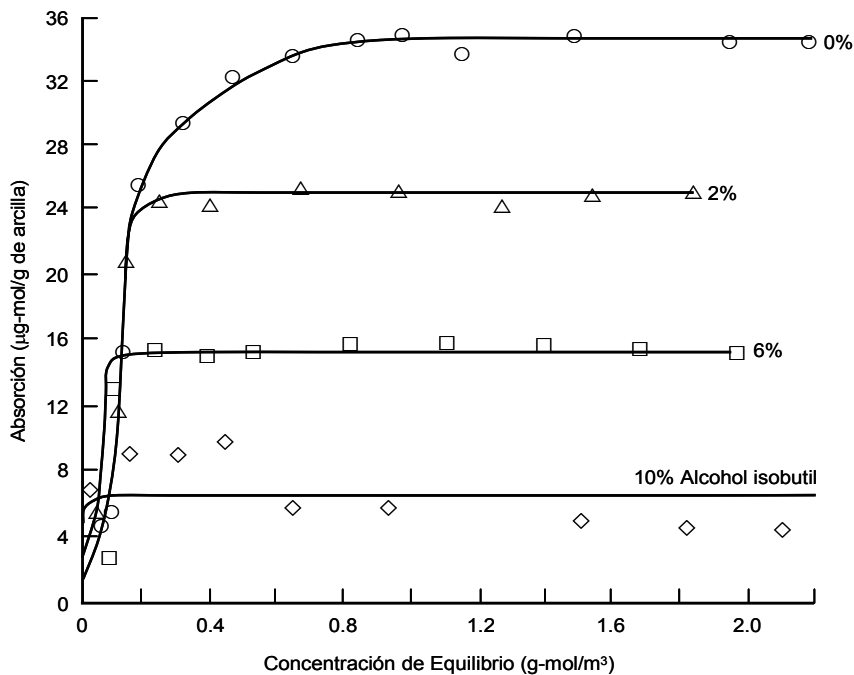


Figura 4.36. Efecto del cosurfactante sobre la adsorción del surfactante (el surfactante es sulfonato benceno dodecil 4-fenil).

IV.3.4. Mecanismos de Desplazamiento.

Probablemente el efecto más importante de la recuperación de aceite relacionado con la inyección de soluciones micelares, es la disminución de la tensión interfacial agua-aceite a valores ultrabajos (del orden de 10^{-3} dinas/cm) en presencia de microemulsiones (Figura 4.37). En este sentido las fuerzas capilares, responsables del atrapamiento del aceite, prácticamente son eliminadas. Este efecto se fortalece por el hecho de que las micelas transportan una parte importante del aceite en forma miscible. Lo anterior conlleva a que los valores de aceite residual y agua irreductible disminuyan considerablemente, aumentando el volumen de aceite que puede movilizarse.

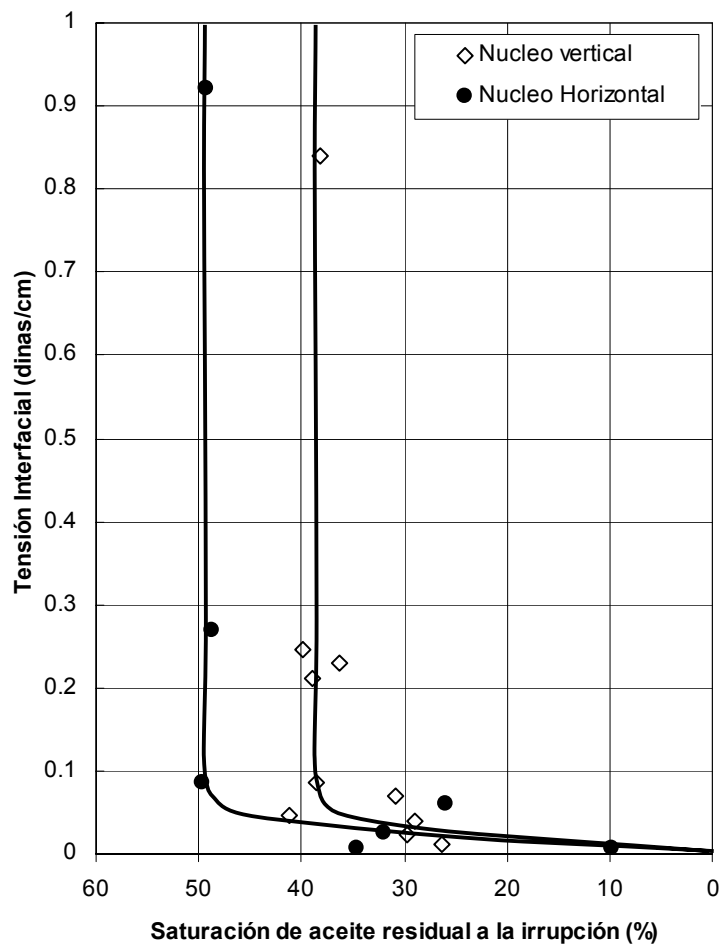


Figura 4.37. Efecto de la TIF sobre la recuperación de aceite.⁴¹

También existe la evidencia de que cuando la mojabilidad del medio poroso no es favorable para el desplazamiento (medio mojable por aceite), la presencia de surfactantes tiende a modificar el ángulo de contacto a condiciones favorables, muy probablemente hacia una mojabilidad intermedia.

Por otra parte, las microemulsiones presentan viscosidades iguales o superiores a las del aceite, por lo que su presencia en lugar del agua para desplazar aceite modifica favorablemente la relación de movilidades. Todos estos aspectos no sólo mejoran la eficiencia de desplazamiento microscópico, sino que también mejoran las eficiencias de barrido.

El desarrollo de modelos matemáticos que en forma explícita permitan calcular el efecto de los fenómenos antes discutidos en el valor de la recuperación de aceite, es una labor compleja. Una forma práctica es considerar estos efectos en las curvas de permeabilidades relativas. Por ejemplo, al disminuir la tensión interfacial se observa que las curvas de permeabilidad relativa k_{ro} y k_{rw} terminan en una saturación de agua de 1 y 0 respectivamente. Por otra parte, a tensiones interfaciales ultrabajas las curvas se vuelven líneas rectas, lo que implica que el agua y el aceite alcanzan su movilidad máxima para cualquier valor de saturación de agua.

IV.3.5. Procedimiento de Inyección.

Inicialmente se inyecta un volumen de salmuera cuyo propósito es cambiar la salinidad de la salmuera de la formación, de tal forma que al mezclarse con el surfactante no cause disminución de la actividad interfacial. En algunos casos, se puede agregar al bache de preflujo un agente de sacrificio, el cual disminuye la retención del surfactante que se inyectará posteriormente. Posterior al bache de preflujo, se procede a inyectar el bache micelar (del orden de 0.05 a 0.2 vp). Este bache miscelar puede empujarse con una solución polimérica que mejore la relación de movilidades. Para proteger el bache polimérico principal algunos diseños pueden considerar la inyección posterior de un bache

de solución polimérica aun más diluido. Por último, se procede a la inyección de agua simple para empujar todos los baches inyectados a los pozos productores. La Figura 4.38 ilustra el procedimiento de inyección.

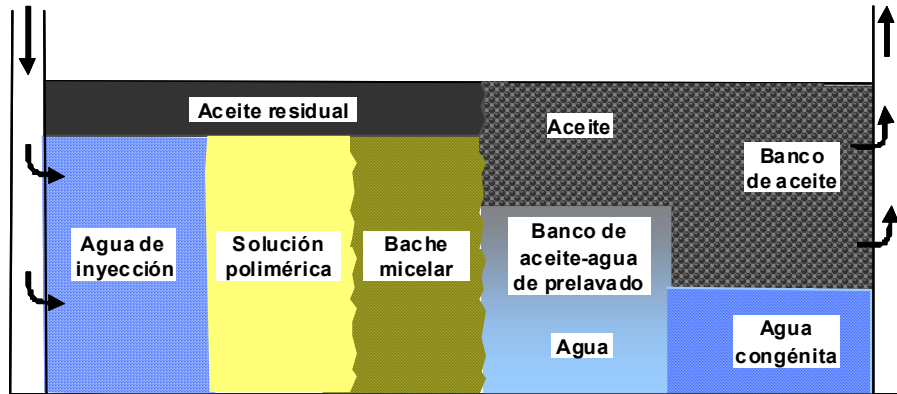


Figura 4.38. Procedimiento de inyección de soluciones micelares.

CAPÍTULO V

RECUPERACIÓN MEJORADA POR INYECCIÓN ASP

De los procesos de Recuperación Mejorada por inyección de químicos, el desplazamiento micelar, combinado con un proceso de control de movilidad (solución polimérica), ha resultado ser el más eficiente. Las pruebas en campo indican que el proceso de desplazamiento micelar-polímero puede ser técnicamente exitoso⁵² empleando el diseño apropiado del proceso, caracterización del yacimiento y un modelo de simulación numérica; sin embargo, éste proceso no aplicó a gran escala en el pasado debido al alto costo de los productos químicos y a los bajos precios del barril de aceite, así como a la incertidumbre de los mismos.⁷

Por su lado el desplazamiento con soluciones alcalinas por si solo, no ha tenido una aplicación amplia debido a la falta de un mecanismo de control de movilidad durante la inyección, y a que la baja concentración del álcali requerida para obtener una disminución en la tensión interfacial no es suficiente para mantener dicha concentración a lo largo de todo el yacimiento, debido al consumo de éste por intercambio iónico y procesos de disolución-precipitación.⁵¹

En cuanto al desplazamiento con soluciones poliméricas, se tiene el riesgo de incrementar los costos del método debido a la adsorción del polímero, lo que puede hacer a este proceso poco rentable, además de que no disminuye la saturación de aceite residual obtenida con inyección de agua.

Para resolver los problemas técnicos de los métodos químicos mencionados anteriormente, durante los últimos años se han estudiado alternativas para reducir los costos y mantener y/o mejorar la eficiencia del proceso; dichos estudios se enfocaron a técnicas que permiten reducir las pérdidas de químicos (surfactante y polímero) debido

a la adsorción de la roca,^{10,54} y aprovechar la sinergia (derivada de la palabra griega *synergos* “trabajando juntos”) obtenida de la combinación de los agentes químicos ya utilizados en la recuperación mejorada: álcali, surfactante y polímero.

A la inyección combinada de los agentes químicos Alkali, Surfactante y Polímero, en la actualidad se le conoce como inyección ASP (abreviación de los nombres de los agentes químicos involucrados: A = Alkali, S = Surfactante, P = Polímero). La técnica ASP enfatiza la inyección de álcali, debido a que su costo es considerablemente menor que el del surfactante. La esencia de este método es hacer reaccionar el álcali con los ácidos orgánicos presentes en el crudo para formar detergentes naturales del petróleo; los detergentes generados in situ interactúan con el surfactante de la mezcla para producir valores de tensión interfacial ultrabajos;¹¹ como se verá más adelante, el anterior no es el único objetivo con el que se puede utilizar el álcali, también se puede emplear como un agente de sacrificio.

V.1. Sinergia de la Combinación ASP.

De esta forma se han investigado diferentes combinaciones de agentes químicos,^{10,53,54,55,56} convergiendo todas las estrategias a la factibilidad de reemplazar parte del agente químico de mayor costo (surfactante y polímero), con un agente químico de menor costo (álcali), manteniendo siempre la alta recuperación de aceite.⁵⁷ En cierto sentido todos los procesos químicos combinados pueden ser vistos como una variante de un solo proceso, el cual toma ventaja de la combinación de un forma sinérgica de las propiedades específicas de cada uno de los agentes químicos, como se ilustra en la Figura 5.1. En resumen, al usar las mezclas ASP se combinan los mecanismos listados en la Tabla 5.1.²¹

Estudios de laboratorio han demostrado que el uso de agentes químicos alcalinos de menor costo combinados con surfactantes, permiten disminuir aún más la tensión interfacial, además de que disminuyen el contenido iónico divalente del sistema

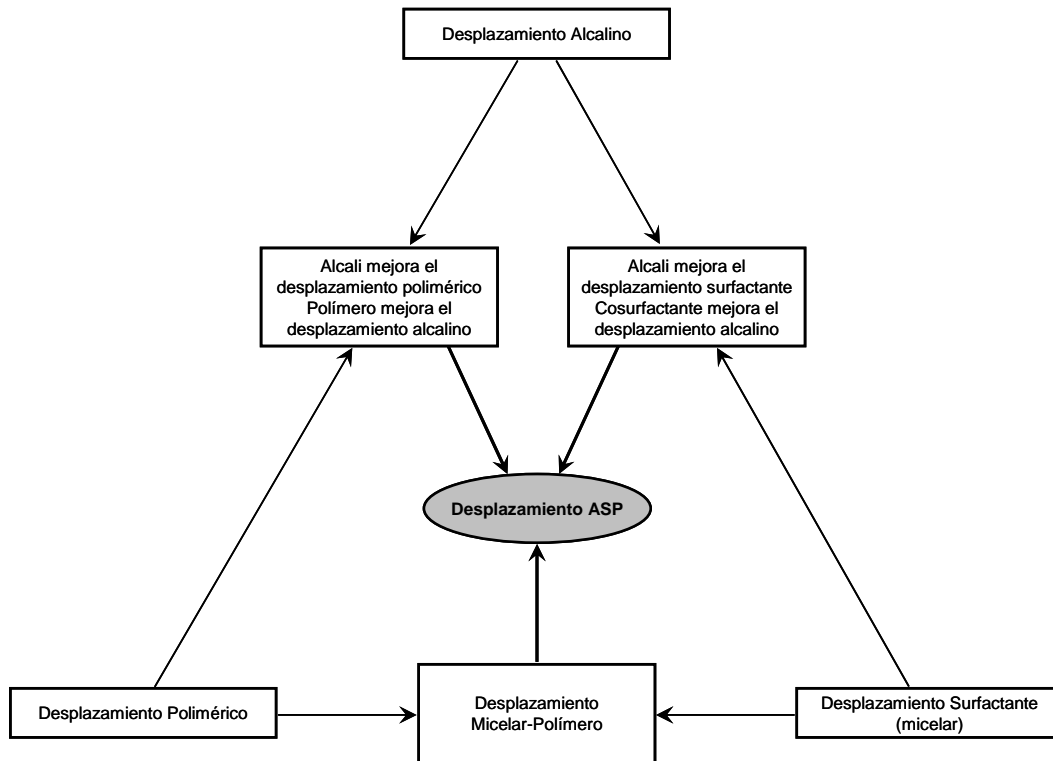


Figura 5.1. Evolución de los procesos químicos.⁵¹

Tabla 5.1. Mecanismos de la inyección ASP.²¹

Agente químico	Función	Mecanismo de desplazamiento
Alcali	Incrementa el pH, lo cual saponifica* el aceite.	Disminuye la TIF
Alcali	Incrementa el esfuerzo ionico, lo cual altera el perfil de pH para la saponificación.	Disminuye la TIF
Alcali	Incrementa el esfuerzo iónico, lo cual altera el coeficiente de partición.	Regula el comportamiento de fase
Alcali	Incrementa la densidad de carga negativa sobre la roca.	Disminuye la adsorción de químicos
Alcali	Incrementa la densidad de carga negativa sobre la roca.	Hace a la roca mas mojable por agua.
Surfactante	Se adsorbe en la interfase agua-aceite	Disminuye la TIF
Surfactante	Forma micelas mixtas en la emulsión generada in-situ.	Amplia el rango de concentración de álcali para obtener la mínima TIF
Polímero	Incrementa la viscosidad del agua.	Disminuye la movilidad del agua.
Polímero	Se adsorbe a la roca disminuyendo la permeabilidad efectiva al agua.	Disminuye la movilidad del agua

* Saponificar: término químico que significa convertir en jabón un cuerpo graso, por la combinación de los ácidos que contiene con un álcali u otros óxidos metálicos.

roca-fluido, e incrementan la carga negativa de la superficie de la roca, lo cual ayuda a minimizar la pérdida de los agentes químicos de mayor costo, como los surfactantes y polímeros, haciendo al proceso de desplazamiento químico ASP factible de aplicar técnica y económicamente.

V.1.1. Efecto del Alkali Sobre la Estabilidad Química del Surfactante y Polímero.

La estabilidad química de los surfactantes depende de su estructura molecular. Para ampliar el rango de aplicación en un medio de alta salinidad y alta temperatura, se han propuestos sustitutos para los sulfonatos aromáticos convencionales. La estabilidad química de los sulfonatos aromáticos, se estima que es satisfactoria en el rango de temperaturas normalmente consideradas para un proceso de desplazamiento micelar (de 30 a 120°C). Por otra parte, otros surfactantes como alkilsulfatos y alkilethoxi sulfatos, alfa-oleofin sulfonatos o ethoxi sulfonatos, podrían sufrir alguna degradación química, disminuyendo su actividad. Se han identificado varios mecanismos de degradación con algunos efectos acoplados, que hacen el comportamiento cinético muy complejo.

Se ha determinado que los surfactantes sulfato son muy sensibles a los iones OH^- a través de un mecanismo de sustitución nucleofílica. Los iones de calcio aceleran las reacciones del ión hidróxido. Se ha postulado que el mecanismo es una reducción de la energía de repulsión sulfato-hidróxido en la región micelar. Arriba de un pH de 8, cantidades mínimas de calcio causan degradación severa. Por lo anterior, es necesario remover los iones divalentes si se usaran sulfatos.

Los surfactantes alfa-oleofin sulfonatos son especialmente sensibles al oxígeno el cual afecta las especies no-saturadas. El rompimiento de los enlaces dobles oleofinicos resulta en la formación de grupos ácidos carboxílicos y consecuentemente en un decremento del pH. Curiosamente se ha encontrado que un pH básico inhibe la degradación por oxidación, aún a altas temperaturas. Para el ethoxi sulfonato, aunque

el mecanismo de oxidación disminuye por el grupo sulfonato, no se suprime completamente a un pH alto.

La compatibilidad de los polímeros solubles en agua con el álcali ha recibido poca atención a la fecha. Un trabajo importante sobre el tema, fue hecho por Ryles³⁶, quien efectuó pruebas anaeróbicas para estudiar los límites de estabilidad de algunos polímeros en un medio alcalino. Se observó que a 90°C la viscosidad de la poliacrilamida se incrementa rápidamente en el primer día y entonces decrece. Pero para el periodo investigado, esto es más de un año, la viscosidad final generalmente fue mayor que la inicial. Esto muestra que bajo condiciones anaeróbicas, las poliacrilamidas son estables por períodos largos a temperaturas arriba de los 90°C, sin importar la naturaleza del agente alcalino. Sin embargo, su tolerancia a los iones divalentes, en especial a los iones de calcio, se reduce fuertemente. Por comparación, la xantana fue totalmente degradada a todas las temperaturas. Por lo tanto, la utilidad de la xantana en un desplazamiento alcalino es cuestionable, particularmente bajo condiciones de temperatura alta.

V.1.2. Efecto del Álcali Sobre la Retención del Surfactante y Polímero.

El mayor problema que afecta la eficiencia de la recuperación de aceite en los procesos de desplazamiento micelar y polimérico es la pérdida de los agentes químicos debido a la interacción de estos con los minerales de la roca. Si la adsorción es excesiva, la concentración de surfactante se reduce rápidamente a medida que el bache micelar se desplaza a través del yacimiento. Por otra parte, el control de movilidad, atrás del bache de surfactante no estará asegurado. Incrementando el pH de los fluidos inyectados es uno de los caminos más prometedores con respecto a la eficiencia y consideraciones económicas.

Aunque se ha admitido que el incremento del pH es una forma de disminuir la retención del polímero, a la fecha, no se han publicado estudios detallados sobre el

mecanismo responsable de este comportamiento. Por otra parte, el efecto del álcali sobre la retención del surfactante está bien documentado. La Tabla 5.2 presenta los resultados obtenidos en laboratorio relacionados con la retención del surfactante;⁵⁸ en estos experimentos se inyectó 0.235 VP de una solución de NaCl adelante del bache diluido surfactante-álcali. En general, con la adición de álcali al surfactante se obtuvo una reducción de la retención de 60 a 80% de la retención original del surfactante sin álcali.

Los aditivos alcalinos se utilizan para contribuir a mejorar la eficiencia del surfactante por una combinación de diferentes mecanismos. Entre éstos está la remoción de iones divalentes y reducción en la retención del surfactante.

Los sulfonatos pueden adsorberse en las superficies de las arcillas debido a interacciones electrostáticas. A condiciones de pH alto, las superficies del sólido adquieren una carga negativa que originan una repulsión por un largo periodo; por lo tanto, es posible una disminución de la adsorción del sulfonato aniónico. Como se discutió previamente, un esfuerzo iónico alto de la salmuera conduce a una disminución del potencial electrostático de las superficies; por lo tanto, el beneficio de un pH básico se atenúa. En este contexto, los iones divalentes de calcio (Ca^{2+}) y magnesio (Mg^{2+}) tienen un efecto mayor que los iones de sodio (Na^+).

Tabla 5.2. Efecto del álcali sobre la retención del surfactante.⁵⁸

Álcali	Fórmula	Concentración (% peso)	Retención de surfactante (mg/g)
Ninguno	--	--	0.68
Hidróxido de sodio	NaOH	0.38	0.65
Carbonato de sodio	Na ₂ CO ₃	0.38	0.26
Fosfato trisódico	Na ₃ PO ₄	0.38	0.28
Orthosilicato de sodio	Na ₄ SiO ₄	1.00	0.25
Oxido de sodio + dióxido de silicio	Na ₂ O, 1.6SiO ₂	0.43	0.20
Oxido de sodio + dióxido de silicio	Na ₂ O, 3.2SiO ₂	0.38	0.15

Para explicar los resultados obtenidos bajo condiciones de pH muy alcalino, se piensa que intervienen otros mecanismos que aun no se han establecido plenamente. Pareciera que el tipo de especies inorgánicas presentes en el sistema tienen una importancia mayor en el control de la retención de sulfonatos. De este modo, los iones de aluminio resultantes de la disolución de arcillas, podrían participar en una reacción de intercambio con los iones de sulfonato y así contribuir en la determinación de la retención residual.

Krumrine y colaboradores⁵⁵ observaron en laboratorio que ciertos álcalis como el silicato de sodio, tripolifosfato de sodio y carbonato de sodio, reducen considerablemente la retención del surfactante. Por su parte, Lorenz y Peru⁵⁹ establecieron en su estudio que el bicarbonato de sodio es aun mejor que el carbonato de sodio para disminuir la retención del surfactante.

V.2. Alternativas de Inyección.

Como se mencionó anteriormente, la técnica ASP enfatiza el uso de álcali, para reemplazar parte de los agentes químicos que son muy costosos, como los surfactantes y polímeros, debido a que su costo es considerablemente menor. La técnica ASP, permite la combinación de los agentes químicos álcali, surfactante y polímero, de maneras diferentes, según sea el objetivo de su aplicación. En general, el álcali puede utilizarse en las mezclas ASP con dos objetivos principales, que en general dictan las alternativas de inyección:

- I. Disminución de la tensión interfacial.
- II. Disminución de la retención de químicos.

Disminución de la tensión interfacial. Nelson y colaboradores⁵³ reconocieron que en la mayoría de los casos los surfactantes formados in-situ con la reacción del álcali inyectado podrían no estar a las condiciones “óptimas” necesarias para alcanzar

tensiones interfaciales bajas, por lo que propusieron que una cantidad relativamente pequeña de un surfactante apropiado fuera inyectado con el álcali, tal que la mezcla de ambos surfactantes sería óptima a las condiciones del yacimiento.

De esta forma el álcali inyectado reacciona con los ácidos orgánicos presentes en el crudo, formando detergentes naturales del petróleo; los detergentes generados in situ interactúan con el surfactante de la mezcla para producir valores de tensión interfacial ultrabajos.¹¹ Agregando polímero a la mezcla se tendrá el beneficio de un control de movilidad de los baches inyectados incrementando las eficiencias de barrido horizontal y vertical. Es importante mencionar, que para esta aplicación de las mezclas ASP, es necesario que el crudo a ser desplazado cumpla con el requisito del número ácido ($N_A \geq 0.5$). La Figura 5.2 ilustra el proceso de inyección.

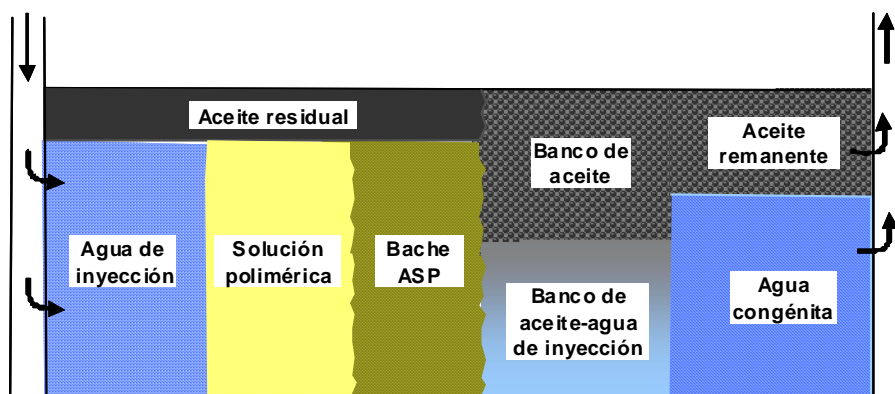


Figura 5.2. Proceso de inyección ASP para disminuir la TIF.

Disminución de la retención de químicos. Cuando la adsorción de los surfactantes y polímeros en el medio poroso es grande, las soluciones alcalinas han demostrado ser de gran ayuda al utilizarse como agente químico de sacrificio.

En este caso, el álcali puede inyectarse como bache de prelavado adelante del bache micelar-polímero; de esta forma el álcali acondiciona la formación reduciendo el contenido de iones divalentes y la retención de químicos, con lo que se logra mejorar la

efectividad del desplazamiento micelar-polímero.^{10,54} La Figura 5.3 muestra el procedimiento de inyección.

Los procedimientos de inyección anteriores no son únicos; los agentes químicos pueden combinarse de la forma que más convenga al yacimiento en estudio. Los objetivos pueden ser varios; es decir, puede tratarse de disminuir la tensión interfacial y a la vez disminuir la retención de agentes químicos. Un ejemplo más de inyección lo presentó Shuler y colaboradores,⁵⁷ en el que se propone la inyección de un bache micelar pequeño, seguido por un bache combinado de solución alcalina-polímero.

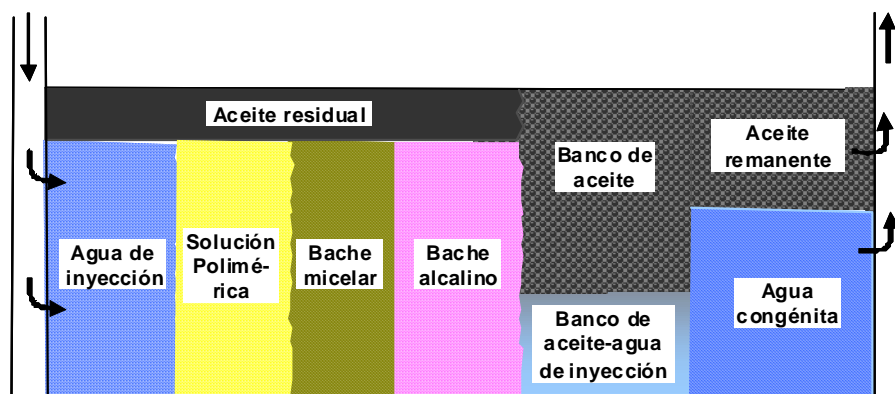


Figura 5.3. Proceso de inyección ASP para disminuir la adsorción de químicos.

V.3. Aplicaciones de Campo.

A la fecha, la técnica ASP, no se ha aplicado ampliamente, siendo pocos los casos documentados y publicados. Lo anterior, debido a que generalmente se han considerado a los métodos químicos muy costosos, lo que los hace económicamente poco factibles; sin embargo, entendiendo la sinergia de la técnica ASP, se podrá notar que es posible abatir los costos de un proceso químico tradicional y mejorar la eficiencia de desplazamiento, haciéndolo factible de aplicar en campo.

Ejemplos de su aplicación que muestran su beneficio técnico y económico son los proyectos de recuperación mejorada ASP efectuados en Estados Unidos, China e

India, los cuales podrían servir de apoyo en el diseño e implantación de un proceso ASP futuro. Las Tablas 5.3, 5.4, 5.5 y 5.6 presentan aspectos generales de los campos y de los proyectos ASP efectuados; la Tabla 5.3 resume las propiedades petrofísicas, la Tabla 5.4 presenta las características del crudo; la Tabla 5.5 presenta la recuperación adicional alcanzada con los proyectos ASP y la Tabla 5.6 resume los procedimientos bajo los cuales se inyectaron los baches en el proceso de desplazamiento ASP.

Tabla 5.3. Propiedades petrofísicas de los campos donde se han efectuado desplazamientos ASP.

Campo	Pais	Litología	Profundidad (m)	Área (m ²)	Espesor neto (m)	ϕ (%)	Sw (%)	k (md)	Presion (psi)	Temp. Yac. (°C)	Coef. Variación v
West Kiehl	E.U.A.	Arenisca	2,021	428,966	3.35	23	24	350	2200	49	
Cambridge Minnelusa	E.U.A.	Arenisca	2,139		8.75	18	31.6	845	1792	55.6	0.57
Tanner	E.U.A.	Arenisca	2,717		7.6	20		200		79	
Viraj (Piloto)	India	Arenisca	1,300	276,831	19	30		4500 a 9900	1920	81	
Daqing (Piloto PO)	China	Arenisca	814	90,000	8.6	26	25.2	516	1318	45	0.5 - 0.8
Daqing (Piloto XF)	China	Arenisca	830	40,000	6.4	26	25.2	597		48	0.63
Daqing (Piloto XII)	China	Arenisca		300,000	5.8			684			0.65
Daqing (Piloto BS)	China	Arenisca	993	31,200	10.7			575			0.7
Daqing (Piloto NW)	China	Arenisca		751,190	9.95			519			
Karamay (Piloto)	China	Conglomerado	638	31,000	12.03	18.7	32.8	157		23	
Gudong (Piloto)	China	Arenisca	1,272	30,977	11	35	25	2594	1842	68	0.33

Tabla 5.4. Propiedades del crudo de los campos donde se han efectuado desplazamientos ASP.

Campo	°API	p _b (psi)	Bo	Rs (m ³ /m ³)	μ_o (cp)	N _A (mg KOH/gr crudo)
West Kiehl	24	189	1.04	0.18	19.5	
Cambridge Minnelusa	20	85	1.03		31	
Tanner	21		1.02		11	
Viraj	18.9				50	1.852
Daqing	35.6		1.102		11.5	0.1
Karamay (Piloto)	30	1291			8.82	0.35 - 1.50
Gudong (Piloto)	17		1.09		41.3	3.11

En Estados Unidos, se tienen reportados en la literatura tres proyectos ASP: West Kiehl, Cambridge Minnelusa y Tanner; en India se tiene el campo Viraj, y en China los campos Daqing, Karamay y Gudong.

Tabla 5.5. Recuperación adicional de aceite debida al desplazamiento ASP.

Campo	Volumen poroso (m ³)	Volumen de aceite original (m ³)	Recuperación incremental por ASP	
			(% N)	(m ³)
West Kiehl	329,590	238,481	16	38,157
Cambridge Minnelusa	926,400	647,300	23.4	151,468
Tanner	406,995	317,965	18.2	57,870
Viraj (Piloto)	1,243,960		18	
Daqing (Piloto PO)	203,300	138,000	21.4	29,532
Daqing (Piloto XF)	68,000		25	
Daqing (Piloto XII)	435,000		19.4	
Daqing (Piloto BS)	87,200		23.24	
Daqing (Piloto NW)	1,945,100		20.63	
Karamay (Piloto)	56,600		24	
Gudong (Piloto)	119,227	77,950	13.4	10,445

West Kiehl.¹⁷ El campo fue descubierto en Agosto 1985 en Crook County, Wyoming; su litología consiste de areniscas eólicas. Las propiedades petrofísicas y de fluidos se presentan en las Tablas 5.3 y 5.4. Se estimó un volumen original de aceite de 238,481 m³, del cual se espera recuperar por comportamiento primario 27,028 m³ (11% OOIP). Se estudiaron como opciones de recuperación mejorada la inyección de agua, el desplazamiento polimérico y la inyección ASP, estimando recuperaciones de 95,392 m³ (40% OOIP), 95,392 m³ (40% OOIP) y 135,934 m³ (56% OOIP), respectivamente.

En septiembre de 1987 se inició la inyección ASP como proceso secundario (Tabla 5.6), con un pozo inyector y tres productores; los agentes químicos se inyectaron en etapas por las razones siguientes: (1) permitir que los problemas operacionales fueran fácilmente identificados y corregidos, y (2) adquirir información de presión, que permitiera caracterizar su comportamiento según el agente químico inyectado. El agua utilizada en el desplazamiento fue suministrada por un pozo que extraía agua de la formación Cretácica Fox Hills, a las profundidades de 223 a 293 m; el agua es dulce con solo 806 mg/kg total de sólidos disueltos, lo que minimizó problemas operacionales y el requerimiento de otros agentes químicos.

Tabla 5.6. Procedimientos de inyección en los procesos ASP efectuados.

CAMPO		AGENTES QUÍMICOS						PROCESO ASP						
West Kiehl*	Alcalí (A): Na ₂ CO ₃ Surfactante (S): Petrostep B-100 Polímero (P): Pusher 700	Bache 6:	Bache 5:	Bache 4:	Bache 3:	Bache 2:	Bache 1:	Bache 6:	Bache 5:	Bache 4:	Bache 3:	Bache 2:	Bache 1:	
		Agua al límite económico	0.25 VP (P)	0.25 VP (P)	0.8 wt% (A) + 0.1 wt% (S) + 1050 mg/kg (P)	0.01 VP (4,448 m ³)	0.005 VP (1,498 m ³)	0.03 VP (9,301 m ³)	Inició iny.: --- Terminó iny.: ---	Inició iny.: ---	Inició iny.: Ene. 28, 1988	Inició iny.: Dic. 17, 1987	Inició iny.: Dic. 3, 1987	Inició iny.: Sep. 11, 1987
		Agua al límite económico	0.25 VP (P)	0.25 VP (P)	0.8 wt% (A) + 0.1 wt% (S) + 1050 mg/kg (P)	0.01 VP (4,448 m ³)	0.005 VP (1,498 m ³)	0.03 VP (9,301 m ³)	Inició iny.: ---	Inició iny.: ---	Inició iny.: Ene. 28, 1988	Inició iny.: Dic. 17, 1987	Inició iny.: Dic. 3, 1987	Inició iny.: Sep. 11, 1987
		Agua al límite económico	0.25 VP (P)	0.25 VP (P)	0.8 wt% (A) + 0.1 wt% (S) + 1050 mg/kg (P)	0.01 VP (4,448 m ³)	0.005 VP (1,498 m ³)	0.03 VP (9,301 m ³)	Inició iny.: ---	Inició iny.: ---	Inició iny.: Ene. 28, 1988	Inició iny.: Dic. 17, 1987	Inició iny.: Dic. 3, 1987	Inició iny.: Sep. 11, 1987
		Agua al límite económico	0.25 VP (P)	0.25 VP (P)	0.8 wt% (A) + 0.1 wt% (S) + 1050 mg/kg (P)	0.01 VP (4,448 m ³)	0.005 VP (1,498 m ³)	0.03 VP (9,301 m ³)	Inició iny.: ---	Inició iny.: ---	Inició iny.: Ene. 28, 1988	Inició iny.: Dic. 17, 1987	Inició iny.: Dic. 3, 1987	Inició iny.: Sep. 11, 1987
		Agua al límite económico	0.25 VP (P)	0.25 VP (P)	0.8 wt% (A) + 0.1 wt% (S) + 1050 mg/kg (P)	0.01 VP (4,448 m ³)	0.005 VP (1,498 m ³)	0.03 VP (9,301 m ³)	Inició iny.: ---	Inició iny.: ---	Inició iny.: Ene. 28, 1988	Inició iny.: Dic. 17, 1987	Inició iny.: Dic. 3, 1987	Inició iny.: Sep. 11, 1987
Cambridge Minnelusa*	Alcalí (A): Na ₂ CO ₃ Surfactante (S): Petrostep B-100 Polímero (P): Alcofood 1175A	Bache 4:	Bache 3:	Bache 2:	Bache 1:	Bache 1:	Bache 1:	Bache 4:	Bache 3:	Bache 2:	Bache 1:	Bache 1:	Bache 1:	
		Agua al límite económico	0.3 VP (277,653 m ³) (P)	0.31 VP (284,700 m ³)	0.251 VP (102,178 m ³)	0.252 VP (102,494 m ³) (P)	0.251 VP (102,178 m ³)	0.251 VP (102,178 m ³)	0.3 VP (277,653 m ³) (P)	0.31 VP (284,700 m ³)	0.251 VP (102,178 m ³)	0.251 VP (102,178 m ³)	0.251 VP (102,178 m ³)	0.251 VP (102,178 m ³)
		Agua al límite económico	0.3 VP (277,653 m ³) (P)	0.31 VP (284,700 m ³)	0.251 VP (102,178 m ³)	0.252 VP (102,494 m ³) (P)	0.251 VP (102,178 m ³)	0.251 VP (102,178 m ³)	0.3 VP (277,653 m ³) (P)	0.31 VP (284,700 m ³)	0.251 VP (102,178 m ³)	0.251 VP (102,178 m ³)	0.251 VP (102,178 m ³)	0.251 VP (102,178 m ³)
Tanner**	Alcalí (A): NaOH Surfactante (S): ORS-41 Polímero (P): Alcofood 1275A	Bache 3:	Bache 2:	Bache 1:	Bache 1:	Bache 1:	Bache 1:	Bache 3:	Bache 2:	Bache 1:	Bache 1:	Bache 1:	Bache 1:	
		Agua al límite económico	0.252 VP (102,494 m ³) (P)	0.251 VP (102,178 m ³)	0.251 VP (102,178 m ³)	0.252 VP (102,494 m ³) (P)	0.251 VP (102,178 m ³)	0.251 VP (102,178 m ³)	0.252 VP (102,494 m ³) (P)	0.251 VP (102,178 m ³)	0.251 VP (102,178 m ³)	0.251 VP (102,178 m ³)	0.251 VP (102,178 m ³)	0.251 VP (102,178 m ³)
		Agua al límite económico	0.252 VP (102,494 m ³) (P)	0.251 VP (102,178 m ³)	0.251 VP (102,178 m ³)	0.252 VP (102,494 m ³) (P)	0.251 VP (102,178 m ³)	0.251 VP (102,178 m ³)	0.252 VP (102,494 m ³) (P)	0.251 VP (102,178 m ³)	0.251 VP (102,178 m ³)	0.251 VP (102,178 m ³)	0.251 VP (102,178 m ³)	0.251 VP (102,178 m ³)
Viraj (Piloto)*	Alcalí (A): Na ₂ CO ₃ Surfactante (S): sulfonato petróleo Polímero (P): Poliacrilamida	Bache 6:	Bache 5:	Bache 4:	Bache 3:	Bache 2:	Bache 1:	Bache 6:	Bache 5:	Bache 4:	Bache 3:	Bache 2:	Bache 1:	
		Agua	0.1 VP (124,396 m ³)	0.1 VP (124,396 m ³)	0.1 VP (124,396 m ³)	0.1 VP (124,396 m ³)	0.1 VP (124,396 m ³)	0.1 VP (124,396 m ³)	0.6 VP (746,376 m ³)	0.1 VP (124,396 m ³)	0.1 VP (124,396 m ³)	0.1 VP (124,396 m ³)	0.20 VP (248,792 m ³)	0.005 VP (5,600 m ³)
		Agua	0.1 VP (124,396 m ³)	0.1 VP (124,396 m ³)	0.1 VP (124,396 m ³)	0.1 VP (124,396 m ³)	0.1 VP (124,396 m ³)	0.1 VP (124,396 m ³)	0.6 VP (746,376 m ³)	0.1 VP (124,396 m ³)	0.1 VP (124,396 m ³)	0.1 VP (124,396 m ³)	0.20 VP (248,792 m ³)	0.005 VP (5,600 m ³)
Daqing (Piloto PO)***	Alcalí (A): Na ₂ CO ₃ Surfactante (S): Petrostep B-100 Polímero (P): Alcofood 1275	Bache 4:	Bache 3:	Bache 2:	Bache 1:	Bache 1:	Bache 1:	Bache 4:	Bache 3:	Bache 2:	Bache 1:	Bache 1:	Bache 1:	
		Agua	0.283 VP (57,923 m ³)	0.32 VP (65,210 m ³)	0.32 VP (65,210 m ³)	0.32 VP (65,210 m ³)	0.32 VP (65,210 m ³)	0.32 VP (65,210 m ³)	0.283 VP (57,923 m ³)	0.32 VP (65,210 m ³)	0.32 VP (65,210 m ³)	0.32 VP (65,210 m ³)	0.32 VP (65,210 m ³)	0.32 VP (65,210 m ³)
		Agua	0.283 VP (57,923 m ³)	0.32 VP (65,210 m ³)	0.32 VP (65,210 m ³)	0.32 VP (65,210 m ³)	0.32 VP (65,210 m ³)	0.32 VP (65,210 m ³)	0.283 VP (57,923 m ³)	0.32 VP (65,210 m ³)	0.32 VP (65,210 m ³)	0.32 VP (65,210 m ³)	0.32 VP (65,210 m ³)	0.32 VP (65,210 m ³)

* ASP aplicado como proceso secundario.

** ASP aplicado como proceso terciario después de la inyección de agua.

*** ASP aplicado como proceso terciario después de desplazamiento polimérico.

■ Bache ASP

Tabla 5.6. Procedimientos de inyección en los procesos ASP efectuados (continuación).

CAMPO		AGENTES QUÍMICOS					PROCESO ASP				
Daqing (Piloto XF)***	Alcali (A): NaOH Surfactante (S): Polímero (P):	Bache 4: --- VP Agua Inicio iny.: Feb. 1996 Terminó iny.: ---	Bache 3: 0.31 VP (20,899 m ³) (P) Inicio iny.: Oct. 1995	Bache 2: 0.38 VP (25,718 m ³) 1.2 wt% (A) + 0.3 wt% (S) + 1200 mg/L (P) Inicio iny.: Ene. 1995	Bache 1: 0.22 VP (9626 m ³) Agua Inicio iny.: Ago. 1994	Bache 1: 0.076 VP (33,314 m ³) Agua Inicio iny.: May. 1996					
		Bache 6: --- VP Agua Inicio iny.: --- Terminó iny.: ---	Bache 5: --- VP (P) Inicio iny.: ---	Bache 4: 0.1 VP (43,500 m ³) 1.2 wt% (A) + 0.1 wt% (S) + 1800 mg/L (P) Inicio iny.: Feb. 1998	Bache 3: 0.351 VP (152,955 m ³) 1.2 wt% (A) + 0.3 wt% (S) + 2300 mg/L (P) Inicio iny.: Nov. 1996	Bache 2: 0.0375 VP (16,350 m ³) (P) Inicio iny.: Sep. 1996	Bache 1: 0.076 VP (33,314 m ³) Agua Inicio iny.: May. 1996				
		Bache 5: --- VP Agua Inicio iny.: Dic. 1998 Terminó iny.: ---	Bache 4: --- VP (P) Inicio iny.: Ago. 1998	Bache 3: 0.155 VP (13,516 m ³) 1.2 wt% (A) + 0.1 wt% (S) + 1800 mg/L (P) Inicio iny.: ---	Bache 2: 0.33 VP (28,776 m ³) 1.2 wt% (A) + 0.35 wt% (S) + 1800 mg/L (P) Inicio iny.: Dic. 1997	Bache 1: 0.382 VP (33,310 m ³) Agua Inicio iny.: Jul. 1997	Bache 1: 0.382 VP (33,310 m ³) Agua Inicio iny.: Jul. 1997				
		Bache 4: --- VP Agua Inicio iny.: Dic. 1997 Terminó iny.: Jun. 1999	Bache 3: 0.166 VP (9,381 m ³) 1000 mg/L (P) Inicio iny.: Jun. 1997	Bache 2: 0.337 VP (19,106 m ³) 1.2 wt% (A) + 0.35 wt% (S) + 1300 mg/L (P) Inicio iny.: Jul. 1996	Bache 1: 0.461 VP (26,112 m ³) Salmuera NaCl Inicio iny.: Ago. 1995	Bache 1: 0.076 VP (33,314 m ³) Agua Inicio iny.: May. 1996	Bache 1: 0.076 VP (33,314 m ³) Agua Inicio iny.: May. 1996				
		Bache 5: 0.65 VP (77,497 m ³) Agua Inicio iny.: --- Terminó iny.: Jul. 1994	Bache 4: 0.1 VP (11,923x m ³) 500 mg/L (P) Inicio iny.: ---	Bache 3: 0.35 VP (41,729 m ³) 1.5 wt% (A) + 0.2 wt% (S1) + 0.2 wt% (S2) + 1000 mg/L (P) Inicio iny.: ---	Bache 2: 0.05 VP (5,961 m ³) 1.5 wt% (A) + 0.2 wt% (S1) + 0.2 wt% (S2) Inicio iny.: ---	Bache 1: 0.05 VP (5,961 m ³) 1000 mg/L (P) Inicio iny.: Ago. 1992	Bache 1: 0.05 VP (5,961 m ³) 1000 mg/L (P) Inicio iny.: Ago. 1992				

* ASP aplicado como proceso secundario.

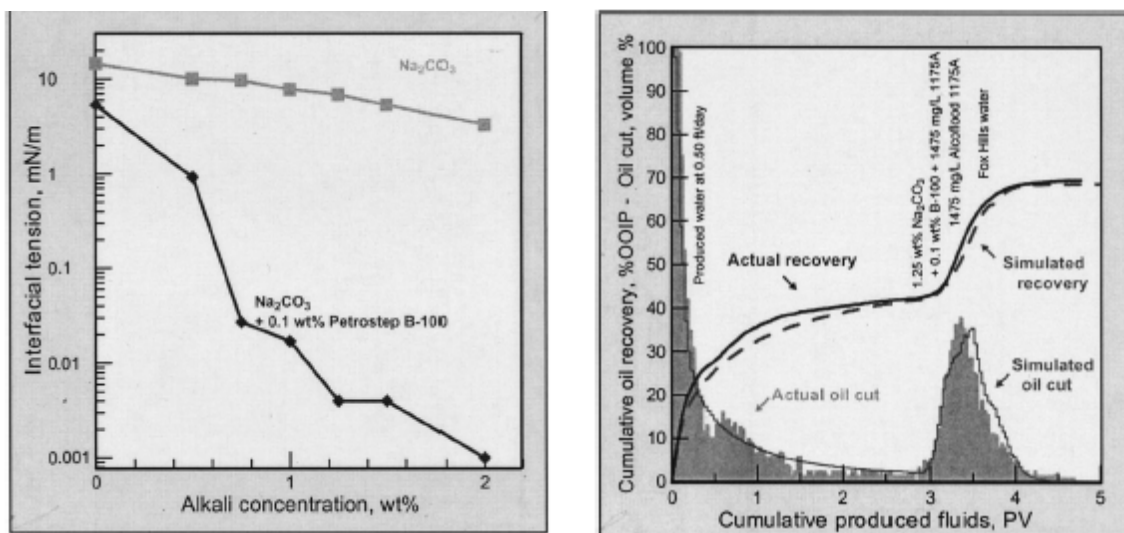
** ASP aplicado como proceso terciario después de la inyección de agua.

*** ASP aplicado como proceso terciario después de desplazamiento polimérico.

■ Bache ASP

Cambridge Minnelusa.^{13,16} Fue descubierto en Diciembre de 1989 en Crook County, Wyoming. El yacimiento superior B es una arenisca eólica con cantidades modestas de dolomita y anhidrita como cementante, siendo estos los adsorbentes principales de químicos en el campo. El volumen original del campo es de 1,131,500 m³ de volumen poroso, lo que equivale a 795,000 m³ de aceite original (para el desplazamiento ASP, se estimó que el área a barrer tiene 926,400 m³ de volumen poroso y 647,300 m³ de aceite original, aproximadamente el 82% del total del campo).

Se realizaron pruebas de laboratorio extensivas para reducir el riesgo de la inyección ASP en campo, encontrándose varias formulaciones ASP que proporcionaban tensiones interfaciales ultrabajas y un comportamiento de fase óptimo (Figura 5.4). En enero de 1993 se inició el desplazamiento ASP como proceso secundario; el proyecto consistió de un pozo inyector y cuatro productores; se utilizó agua dulce de Fox Hills. La Figura 5.5 muestra el comportamiento del campo.



a) Comportamiento de la tensión interfacial.

b) Desplazamiento radial en núcleo

Figura 5.4. Pruebas de laboratorio efectuadas al campo Cambridge.¹⁶

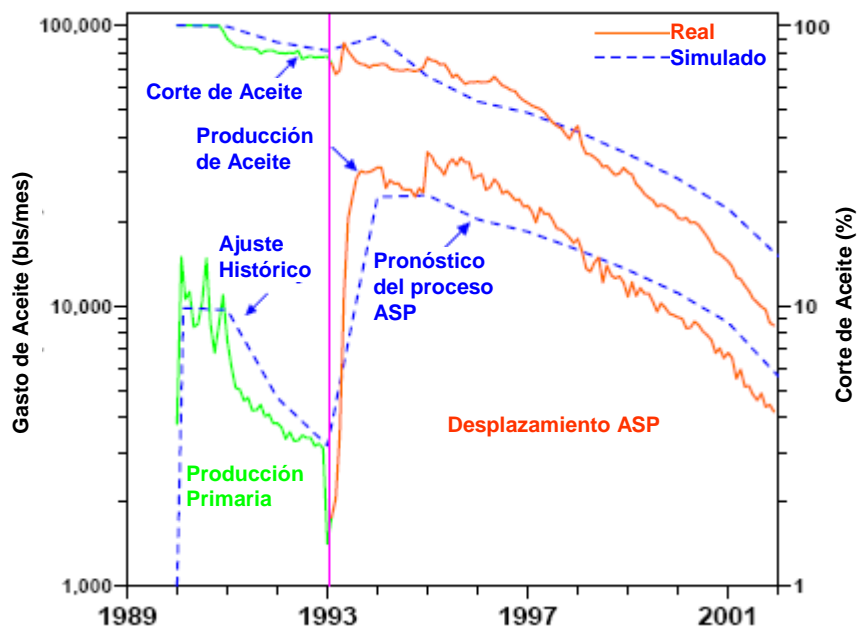


Figura 5.5. Comportamiento de la producción en el campo Cambridge.¹³

Tanner.¹⁴ Descubierta en abril 1991 en Campbell County, Wyoming, tiene las propiedades petrofísicas y de fluidos mostrados en las Tablas 5.3 y 5.4. El campo produjo por comportamiento primario hasta septiembre de 1997. En octubre de 1997 inició un proceso de inyección de agua y concluyó en abril del 2000, fecha en que inició la inyección ASP. El volumen del yacimiento a ser barrido tiene un volumen poroso de 406,995 m³, y 317,965 m³ de aceite original; por comportamiento primario produjo 38,385 m³ (11.8% OOIP) y por inyección de agua produjo 41,161 m³ (12.6% OOIP) Por pruebas de desplazamiento se estima un recuperación final por inyección de agua de 48.1% y para la inyección ASP de 84%. El proyecto consistió de un pozo inyector y dos productores.

Viraj (prueba piloto).¹⁵ El campo se encuentra en India, fue descubierta en 1977 e inició su producción en 1980; los principales problemas del campo son altos cortes de agua, producción de arena y depositación de asfaltenos en disparos y tubería (debido a la naturaleza del crudo asfáltico). El comportamiento del campo está influenciado por un acuífero activo; bajo este mecanismo de desplazamiento la recuperación final por comportamiento primario se estima en 32% OOIP. Para el proceso ASP se probaron

seis muestras de sulfonato de petróleo para estabilidad térmica, solubilidad, CMC y TIF y se hicieron pruebas de desplazamiento, obteniéndose una recuperación final por inyección de agua de 32% y por ASP de 50 a 56%. El proceso ASP inició como prueba piloto en agosto del 2002, con cuatro pozos inyectoros y nueve productores.

Daqing (pruebas piloto).¹² Es el campo en donde más se ha aplicado el desplazamiento ASP a nivel de prueba piloto; este campo gigante se ubica en China y fue descubierto en 1959. Después de un intenso trabajo de laboratorio¹¹ se diseñaron y efectuaron varias pruebas piloto. Las propiedades del aceite varían por área; esto es, la densidad del aceite y el contenido de ceras y asfaltos disminuye gradualmente del Norte al Sur del campo, razón por lo que se utilizaron diferentes tipos de surfactantes y álcalis; el número ácido del crudo es $N_A = 0.1$ mg KOH/ gr de crudo. Las propiedades promedio de los fluidos se presentan en la Tabla 5.4.

Todas la pruebas piloto fueron efectuadas como procesos terciarios, después de un desplazamiento polimérico, algunas con espaciamentos cortos (75 a 100 m) y otras con espaciamiento grandes (200 a 250 m): **Piloto PO:**^{60,61} se localiza en la parte Oeste del área central de Daqing, se efectuó en la arena Saertu SII1-3 (areniscas de canal entrelazados) con 4 inyectoros, 9 productores y 2 observadores; **Piloto XF:**⁶¹ está localizado en la parte Sur del campo, su objetivo fue la arena PI2-3 (arenas gruesas de río), consistió de 1 inyector y 4 productores; **Piloto XII:**⁶² se localiza en el Sur del campo, el objetivo fue la arena PI 3 invadida de agua, con 4 inyectoros y 9 productores; **Piloto BS:**⁶³ está localizado en la parte Norte del campo, se utilizó un biosurfactante en la arena PI4-7 (arenas de canal entrelazados), con 3 Inyectoros y 4 productores; **Piloto NW:** está localizado en la parte Oeste del área central del campo, se llevó a cabo en la arena PI1-4, con 6 inyectoros y 12 productores.

Además de las pruebas anteriores, se han llevado a acabo tres pruebas piloto más en el campo,⁶⁴ cuyos resultados han impulsando efectuar pruebas a nivel industrial.⁶⁵

Karamay (prueba piloto).^{66,67} El campo se encuentra en China, fue descubierto a finales de los 50's; la roca del yacimiento es un conglomerado; la prueba piloto fue efectuada como proceso terciario después de 35 años de inyección de agua, con 9 pozos productores y 4 inyectores, en agosto de 1995.

Gudong (prueba piloto).⁶⁸ El campo se localiza en China, fue descubierto en 1984; el objetivo de la prueba piloto es la capa Ng5²⁺³, la cual está formada por arena no consolidada de depósitos fluviales. La prueba piloto se efectuó como proceso terciario después cinco años de inyección de agua, con 4 pozos inyectores, 9 productores y 2 de observación.

Conclusiones.

De los proyectos revisados anteriormente, se deben destacar como lecciones aprendidas para implantar un proceso ASP los puntos siguientes:

- i. Un buen control de movilidad es esencial para el éxito del proyecto;
- ii. Un estudio completo y detallado del yacimiento, incluyendo geología, ingeniería de yacimientos, diseño de fluidos en laboratorio y simulación numérica del proceso mejoran la probabilidad de éxito;
- iii. No se debe restar importancia a los detalles como el control de calidad de los materiales inyectados y al programa de mantenimiento del equipo de inyección y mezclado¹⁹, así como a la logística para el abastecimiento de los agentes químicos.

Es importante resaltar la ventaja de la técnica ASP al aplicarse en áreas con alta producción de agua, como el Piloto XII, en donde por largo periodo de tiempo se había producido 100% de agua; con el ASP se incrementó en 17% el factor de recuperación de aceite;⁶² por otro lado se puede notar que a pesar de que en algunas aplicaciones no

se tuvo un número ácido $N_A \geq 0.5$, fue posible aplicar el proceso ASP, aunque con mayores concentraciones de surfactante.

El tamaño de los baches ASP en promedio fue de 0.3 VP, en los cuales los tipos de álcali más usados fueron el carbonato de sodio (Na_2CO_3) y el hidróxido de sodio (NaOH), mientras que el polímero fue la poliacrilamida. Los surfactantes utilizados fueron los sulfonatos de petróleo y en un caso se utilizó un biosurfactante.

El proceso ASP ha demostrado en los casos de aplicación su potencialidad al obtener incrementos del factor de recuperación de aceite del orden de 20%.

Como resumen se presenta la Tabla 5.7, en la que se incluyen los rangos de las propiedades petrofísicas y de fluidos de los campos en donde se ha aplicado el desplazamiento ASP.

Tabla 5.7. Características generales de los proyectos ASP efectuados.

Tipo de roca:	Arenisca - Conglomerado
Profundidad (m):	638 - 2717
Porosidad (%):	18 - 35
Permeabilidad (md):	157 - 9900
Espesor de la formación productora (m):	3.35 - 19
Temperatura del yacimiento (°C):	23 - 81
Densidad (°API)	17 - 35.6
Viscosidad del crudo (cp):	8.82 - 50
Numero Acido:	0.1 - 3.11
Tipo del álcali:	NaOH y Na_2CO_3
Concentración de álcali en el ASP (wt%):	0.8 - 1.5
Tipo de surfactante:	Sulfonato de petroleo - Biosurfactante
Concentración de surfactante en el ASP (wt%):	0.1 - 0.4
Tipo de polímero:	Poliacrilamida
Concentración de polímero en el ASP (mg/L):	800 - 2300
Tamaño del bache ASP (VP):	0.2 - 0.48
Recuperación adicional de aceite (% OOIP):	13.4 - 24
Salinidad del agua de inyección:	Agua dulce - Salmuera

V.4. Estudios de Laboratorio de Escrutinio.

Para que un sistema ASP movilice eficientemente el aceite residual dejado por la inyección de agua, los tres agentes químicos deberán de: (1) poderse inyectar dentro del yacimiento, (2) propagarse juntos a través del yacimiento, (3) mantener baja la TIF para desplazar el aceite atrapado, (4) avanzar atrás del banco de aceite, y (5) no degradarse. Cada uno de los puntos anteriores involucra explícita o implícitamente las características de la roca del yacimiento y sus fluidos, por lo que el diseño del proceso se deberá hacer incluyendo muestras de núcleos y fluidos del yacimiento.²¹

Cada yacimiento tiene una composición única de aceite, agua y roca, por lo que se deberá buscar empíricamente la formulación óptima con base en mediciones de laboratorio y estudios de simulación numérica de estos procesos. Un programa típico de laboratorio evaluará las interacciones agua-aceite mediante mediciones de tensión interfacial y comportamiento de fase con una variedad amplia de concentraciones y tipos de álcalis y surfactantes; otros estudios investigarán el efecto de dilución con el agua de formación. El paso siguiente en el proceso de diseño es seleccionar el polímero y su concentración, de tal forma que se obtenga el control adecuado de movilidad; los estudios de desplazamiento lineal en núcleos son un medio para estudiar la inyektividad, así como el comportamiento reológico de las formulaciones ASP en la roca del yacimiento, pudiendo seleccionar el tipo de polímero óptimo. Combinando las evaluaciones fluido-fluido con los estudios de desplazamiento lineal se obtiene la formulación ASP óptima. Finalmente, el comportamiento de la formulación diseñada se evalúa mediante estudios de recuperación en desplazamientos lineales o radiales de núcleos. Los estudios de recuperación generalmente son evaluaciones terciarias que sirven para comparar el comportamiento con inyección de agua, las cuales permiten una mejor optimización por medio del estudio del efecto que tienen los volúmenes inyectados, los baches de prelavado o gradientes de alcalinidad, etc. Para el caso de yacimientos naturalmente fracturados, además de lo anterior, se deberá evaluar el efecto de la imbibición espontánea y forzada sobre el desempeño del proceso.

El programa general de estudios de laboratorio anterior implica un costo relativamente alto y tiempo de desarrollo de quizá 1 o 2 años; por lo cual, antes de iniciar un programa de este tipo, en la literatura técnica se sugieren una serie de pruebas de laboratorio básicas, que sirven de escrutinio para evaluar la factibilidad de inyectar un agente químico a un yacimiento en particular.⁶⁹

Las pruebas de escrutinio son mediciones de laboratorio que usan fluidos y núcleos del yacimiento candidato, empiezan con mediciones directas, relativamente económicas y rápidas, hasta ser más complejas a medida que las pruebas continúan. Las pruebas finales, además de servir como criterio de escrutinio, generalmente son parte del proceso de diseño del método de recuperación mejorada. Estos estudios de laboratorio que proveen datos que enriquecen los estudios geológicos y de yacimientos, se dividen en cuatro secciones:

- i. Caracterización del crudo.
- ii. Estudios del agua de inyección.
- iii. Caracterización de núcleos del yacimiento.
- iv. Estudios de desplazamiento en medios porosos.

Cada sección de las pruebas de escrutinio está diseñada para medir ciertas características fundamentales del yacimiento candidato, y determinar si éste reúne los criterios requeridos para la inyección de químicos.

V.4.1. Caracterización del Crudo.

Las pruebas para la caracterización del aceite miden propiedades físicas fundamentales y verifican la calidad del mismo (inhibidores de corrosión utilizados en el campo pueden causar mediciones erróneas del Número Ácido y afectar la tensión interfacial y la mojabilidad de la roca). Se recomienda realizar los estudios siguientes⁶⁹:

Pruebas Básicas:

BS&W (Prueba básica de sedimentos y agua).

Aminas.

Número ácido (N_A).

Asfaltenos.

Viscosidad.

Densidad API.

Peso molecular equivalente.

Pruebas indicadoras:

Ángulo de contacto (medición de la mojabilidad).

Pruebas de tensión interfacial.

Número de carbón alcano equivalente (EACN).

V.4.2. Estudios del Agua de Inyección.

Debido a que el agua es el medio de transporte de los productos químicos hacia el yacimiento, es necesario asegurar su calidad, compatibilidad con el agua de formación y el comportamiento de ésta con los agentes químicos inyectados (comportamiento de fases). Las pruebas a efectuar son las siguientes:

Análisis del agua de formación e inyectada.

Compatibilidad del agua.

Calidad del agua.

Estudios reológicos (soluciones poliméricas).

Estudios bacteriológicos.

Pruebas de comportamiento de fases (microemulsiones).

Pruebas de dureza del agua.

V.4.3. Caracterización de Núcleos e Interacción Roca-Fluidos del Yacimiento.

Las características de la roca del yacimiento son fundamentales, ya que éstas influyen el proceso de inyección de químicos y en general, cualquier otro proceso de recuperación mejorada (la presencia de arcillas y su tipo, afectan directamente el comportamiento de la inyección de agua sola y con agentes químicos). Se recomiendan los estudios siguientes:

- Estudios petrográficos (rayos X, SEM, litología).
- Capacidad de intercambio catiónico.
- Sensibilidad al agua de inyección.
- Permeabilidades relativas.
- Determinación del Número Capilar (N_{ca}).
- Estudios de adsorción de químicos.

V.4.4. Estudios de Recuperación en Núcleos del Yacimiento.

Las pruebas de desplazamiento en núcleos del yacimiento proporcionan una medición directa de la saturación residual de aceite después de la inyección de químicos; además permiten comparar las recuperaciones obtenidas con la inyección de agua y las obtenidas con la inyección de químicos. Las pruebas de desplazamiento representan una de las formas más adecuadas (la simulación numérica es otra forma), en que se puede reproducir el proceso real, que puede servir como una guía muy útil para visualizar la forma en la que se realizará en el campo, pudiendo listarse las siguientes.

- Pruebas de recuperación secundaria de aceite.
- Pruebas de recuperación terciaria de aceite.
- Pruebas de inyección de soluciones poliméricas.

CAPÍTULO VI

FACTIBILIDAD DE INYECCIÓN ASP EN EL ACTIVO

CINCO PRESIDENTES

El Activo Integral Cinco Presidentes tiene a su cargo la explotación de campos petroleros que producen de formaciones arenosas (arenas y areniscas), la mayoría de ellos en una etapa avanzada de su explotación, por lo cual, en algunos campos se han implantado procesos de recuperación secundaria por inyección de agua, y a la fecha algunos de estos procesos presentan altos cortes de agua, por lo que ya han sido cerrados sin haberse considerado previamente la implantación de algún proceso de recuperación mejorada.

Actualmente el Activo tiene en su cartera de proyectos la implantación de procesos de inyección de agua como método de Recuperación Secundaria en áreas nuevas de los mismos campos; por esta razón, y aprovechando la bonanza actual de los precios del crudo, es de interés analizar la factibilidad de inyección de agua con Alkali, Surfactante y Polímero (ASP) en algunas de estas áreas, lo cual mejoraría la eficiencia de desplazamiento del agua sola, incrementando los factores de recuperación de aceite y disminuyendo el aceite residual. En caso de resultar factible, este método representaría una propuesta alterna de Recuperación Mejorada que deberá continuarse estudiando hasta llegar a su implantación a mediano y largo plazo mediante un proyecto integral de explotación de los campos candidatos.

Para la inyección de agentes químicos a un yacimiento, éste debe reunir ciertas características de la roca y de los fluidos, establecidos en los criterios de escrutinio, los cuales, a pesar de ser los más económicos de aplicar, no son concluyentes para determinar la factibilidad de su aplicación; por lo anterior se recomienda, luego de aplicar los criterios de escrutinio y definir algún proceso que pudiera parecer factible, efectuar pruebas de laboratorio básicas como las señaladas en el Capítulo V. Debido al

alcance en tiempo de este trabajo, no es posible analizar todos los campos del Activo, lo cual se recomienda efectuar.

VI.1. Selección del Campo.

El Activo opera un número aproximado de 20 campos,⁷⁰ de los cuales cinco son los campos principales en los que se tienen en cartera, proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua, los cuales son de interés en el presente estudio para poder establecer un plan integral de explotación que considere una alternativa de Recuperación Mejorada por inyección de agua con agentes químicos, los cuales pueden aplicarse como un proceso secundario, o como un proceso terciario después de la inyección de agua. La Tabla 6.1 presenta las características promedio de los campos.

Tabla 6.1. Características promedio de los campos.

	Ogarrío	Sánchez Magallanes	San Ramón	Blasillo	Rodador
Volumen original (mmbbls)	1024	1031	457	299.1	163.1
Factor de recuperación (%)	17	17.7	19.3	20.1	21.5
Temperatura (°C)	80-90	85-90	90-110	80-90	90-100
Presión (kg/cm ²)	292-320	100-300	150-350	225-275	246-415
Tipo de formación	Arenas	Arenas	Arenas	Arenas	Arenas
Espesor neto (m)	50	5-25	2-60	5-50	2-40
Profundidad (m)	2500	2590	2600-3400	2670	3200
Porosidad (%)	15-22	16-21	14-23	13-20	16-23
Permeabilidad (md)	100-200	20-80	45-150	50-70	5-50
Densidad (°API)	32-37	31-33	31-33	33-35	33-35
Viscosidad (cp)	7.4	34	14	8	16
Factor de volumen	1.55	1.24	1.254	1.56	1.504
Tipo de trampa	Estratigráfica - Estructural	Estratigráfica - Estructural	Estratigráfica - Estructural	Estratigráfica - Estructural	Estratigráfica - Estructural

Como primera etapa de selección, se aplicarán los criterios de escrutinio establecidos en la literatura técnica (Taber y asoc.⁷), correspondientes a los métodos de inyección de químicos. En la Tabla 6.2 se resumen los criterios de escrutinio, así como también, los rangos en los que se han aplicado los procesos ASP (Tabla 5.7, Capítulo V de este trabajo), los cuales serán considerados en la selección de los campos.^{12-17,66-68}

Tabla 6.2. Criterios de escrutinio aplicados para la selección de los campos.

Parámetro	Desplazamiento micelar/polimérico, ASP y alcalino (Taber ⁷)	Desplazamientos ASP efectuados
Densidad (°API)	> 20	17 - 35.6
Viscosidad (cp)	< 35	8.82 - 50
Composición/Número Acido	Ligero, intermedio, con compuestos orgánicos	0.1 - 3.11
Saturación de aceite (%)	> 35	
Tipo de formación	Arenisca	Arenisca - Conglomerado
Espesor neto (m)	No crítico	3.35 - 19
Permeabilidad (md)	> 10	157 - 9900
Profundidad (m)	< 2743	638 - 2717
Temperatura (°C)	< 93	23 - 81

De la comparación de las características de los campos con los criterios de escrutinio, se puede notar que las características de los campos Ogarrio, Magallanes y Blasillo se encuentran dentro de los límites marcados por los criterios, mientras que San Ramón y Rodador se encuentran fuera de dichos límites por su profundidad y temperatura (90–110 °C), siendo éste último un parámetro crítico en la estabilidad de los agentes químicos; sin embargo, es conveniente indicar que actualmente se cuenta con agentes químicos que podrían modificar dichos límites (o que podrían ser especialmente formulados para resistir mayores temperaturas). Comparando las permeabilidades de los campos Ogarrio, Magallanes y Blasillo con la permeabilidad de los campos en los que se han efectuado desplazamientos por inyección de ASP, se puede establecer que el campo Ogarrio reúne la mejor característica en cuanto a permeabilidad. Por esta razón, es que se ha elegido al campo Ogarrio como el candidato para la aplicación de ASP a analizar en el presente trabajo.

El campo Ogarrio, es a la fecha uno de los campos más importante del Activo, está compuesto por los Bloques A, B y C; los bloques B y C ya estuvieron sujetos a inyección de agua por un periodo aproximado de 18 años y en general presentan dos inconvenientes que dificultan su análisis en este estudio: (1) falta de mantenimiento a las instalaciones, y (2) falta de estudios geológicos y de ingeniería de yacimientos

adecuados y actualizados. Actualmente la producción del campo y las actividades realizadas en el campo son del Bloque A, y es en este Bloque en donde se tiene proyectado implantar un proceso de inyección de agua, por lo que en este trabajo se propone analizar esta parte del campo, para que la propuesta resultante sea considerada en un plan integral de explotación del campo.

Es importante aclarar, que el hecho de que se hayan descartado los demás campos de este estudio, no implica que la inyección de agentes químicos no sea factible en dichos campos y en los demás campos del Activo no considerados; actualmente se ha demostrado en estudios de laboratorio⁷¹, que existen productos químicos con mayor resistencia a las altas temperaturas que pueden analizarse para aplicarse en estos campos. Por lo anterior, se recomienda efectuar estudios de laboratorio básicos (después de la aplicación de los criterios de escrutinio) a todos los campos del Activo Cinco Presidentes con el objetivo de determinar la factibilidad de inyección de agentes químicos; y no solo esto, sino también efectuar estudios de laboratorio para determinar la factibilidad de aplicación de cualquier otro método de recuperación mejorada (inyección de aire, vapor, CO₂, N₂, etc.) y elegir el de mayor beneficio técnico y económico. ***Es importante realizar estudios de Recuperación Mejorada.***

VI.2. Descripción General del Campo Ogarrio.

Localización. El campo Ogarrio se localiza en la porción occidental del estado de Tabasco, en el municipio de Huimanguillo, a aproximadamente 20 km al Este de la Ciudad de Agua Dulce, Ver., como se muestra en la Figura 6.1.

Geología. Geológicamente se localiza dentro de la provincia de las Cuencas Terciarias del Sureste/Margen Continental pasivo; la estructura es un anticlinal alargado orientado de Noroeste a Sureste formado por intrusión salina, que dio origen a los bloques del campo: el Bloque A en el Suroeste y los Bloques B y C en el Noreste, como



Figura 6.1. Ubicación del campo Ogarrio.

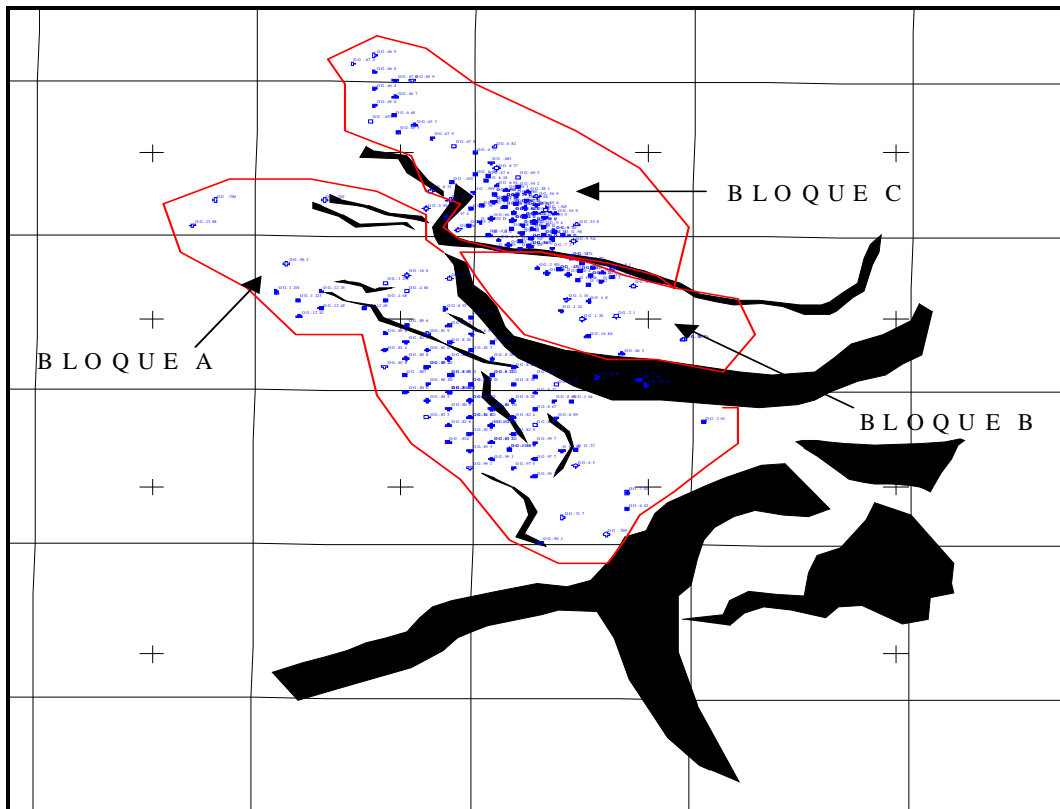


Figura 6.2. Estructura geológica del campo Ogarrio.

se muestra en la Figura 6.2. La zona productora principal se encuentra a las profundidades 1500 a 2500 m, en la formación Encanto, la cual es una secuencia de arenas/lutitas. Las formaciones Depósito y Concepción también presentan arenas productoras. Los yacimientos se encuentran sellados en la parte superior por cuerpos arcillosos intraformacionales y lateralmente por cambios de facies, acuñamientos, fallas y truncamiento con la sal, lo que da origen a trampas estructurales, estratigráficas y combinadas. La Figura 6.3 muestra una cima estructural de una de las arenas productoras del Bloque A. El área para el Bloque A se estima de 18 km².

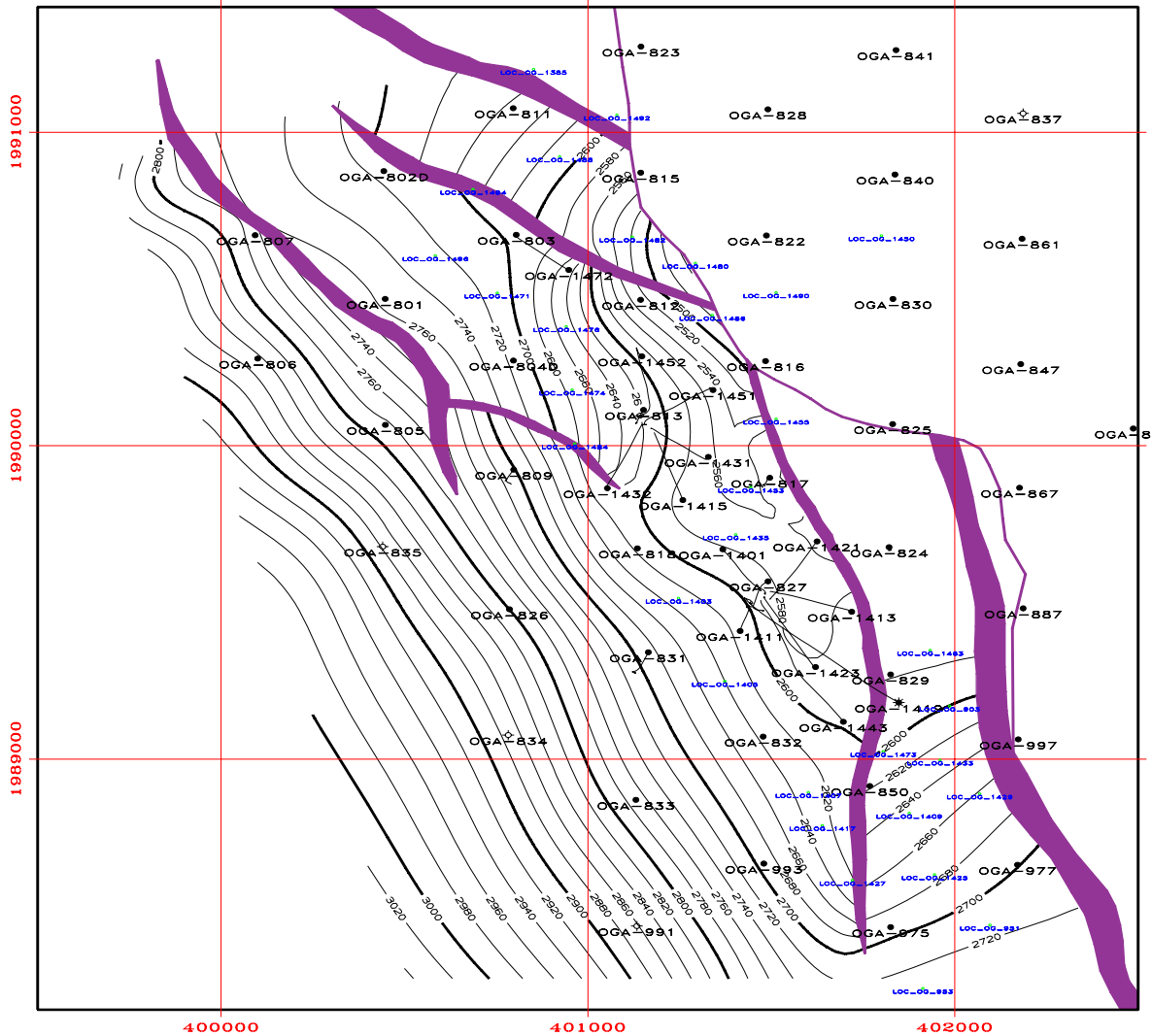


Figura 6.3. Cima estructural de la Arena E-7A, Bloque A, Campo Ogarrio.

Antecedentes históricos. El campo (parte noreste, Bloques B y C) fue descubierto en Mayo de 1957 con el pozo Ogarrío No.1, que resultó con una producción de aceite de 39 m³/d (245 bpd) y de gas de 3544 m³/d (0.125 mmpcd), se desarrolló de 1957 a 1977 con un patrón hexagonal (7 pozos) y con un espaciamiento de 200 m. En Noviembre de 1983 se inició un proceso de Recuperación Secundaria por inyección de agua en estos Bloques, pero fue en 1987 cuando el proceso operó en forma integral; este proceso concluyó en Diciembre de 2001, lo que significó un periodo de inyección de agua de 18 años después de los cuales, esta parte del campo se encuentra prácticamente abandonada, habiéndose inyectado un total de 95.231 mmbbls de agua.

La parte suroeste (Bloque A) se desarrolló de 1971 a 1985, también con un arreglo hexagonal y un espaciamiento de 400 m; en 2004 se inició la perforación de pozos intermedios en las zonas de mayor productividad, reduciéndose el espaciamiento a 200m. La presión inicial en el Bloque varió de 250 a 290 kg/cm². A la fecha, esta área es la más importante del campo y es la mayor productora del Activo, con presión actual de yacimiento de 100 a 180 kg/cm².

Comportamiento de la producción. En la Figura 6.4 se puede observar que la máxima producción del campo de 30,200 bpd se alcanzó al inicio de la década de los 60's, notándose posteriormente una declinación muy pronunciada hasta llegar en diciembre de 1965 a un mínimo de 6,500 bpd, con un incremento substancial de la RGA. A partir de 1966 se observó un incremento gradual en la producción de aceite, hasta alcanzar un repunte de 26,000 bpd para noviembre de 1975, debido a que se efectuaron un gran número de reparaciones mayores, incorporando nuevos yacimientos a explotación.

Nuevamente a partir de 1976 se observó que la producción declinó hasta 8,043 bpd en Junio de 1983; en ese mismo año se inició la inyección de agua (noviembre de 1983), con lo que se alcanzó en 1991 un repunte en la producción de 8,500 bpd de los cuales 3,000 bpd se atribuyeron a la inyección de agua. En 2004 el mantenimiento e

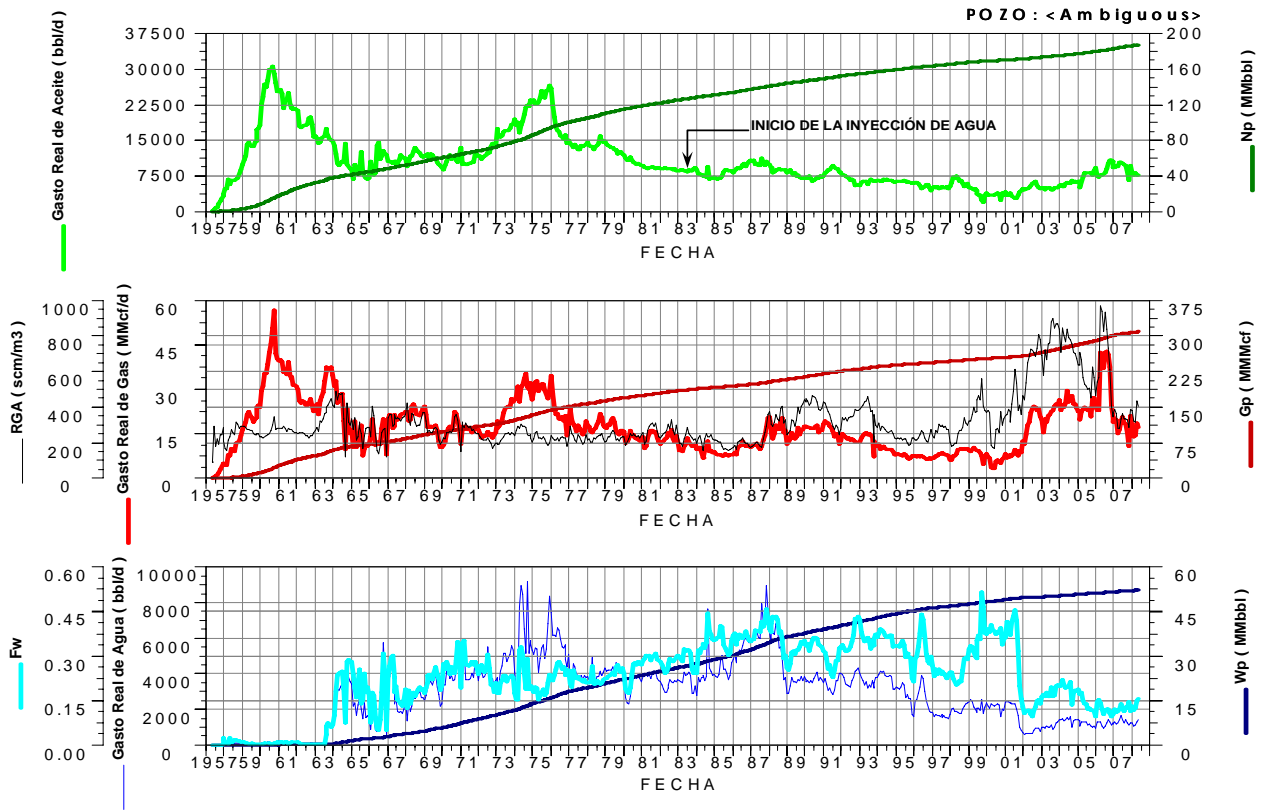


Figura 6.4. Comportamiento de la producción Campo Ogarrio.

incremento de la producción se debió, además de la reparación de pozos, a la perforación de pozos intermedios y de desarrollo en el Bloque A.

El campo Ogarrio cuenta a la fecha⁷² con un total de 441 pozos de los cuales sólo 51 pozos operan; de los 51 pozos operando 49 son productores de aceite y 2 productores de gas húmedo no asociado; los 49 pozos productores de aceite aportan un total de 8,731 bpd de aceite y 17.56 mmpcd de gas asociado, lo que equivale a una producción promedio por pozo de 178 bpd de aceite y 0.36 mmpcd de gas. De los 49 pozos productores de aceite, 48 pertenecen al Bloque A y 1 al Bloque B, por lo que la producción actual del campo proviene del Bloque A; la Figura 6.5 presenta la producción del Bloque A.⁷³

En relación a los volúmenes acumulados de producción para el Bloque A al 31 de diciembre del 2007 se tienen reportados 86.5 mmb producidos de aceite, de un

VI.- FACTIBILIDAD DE INYECCIÓN ASP EN EL ACTIVO CINCO PRESIDENTES

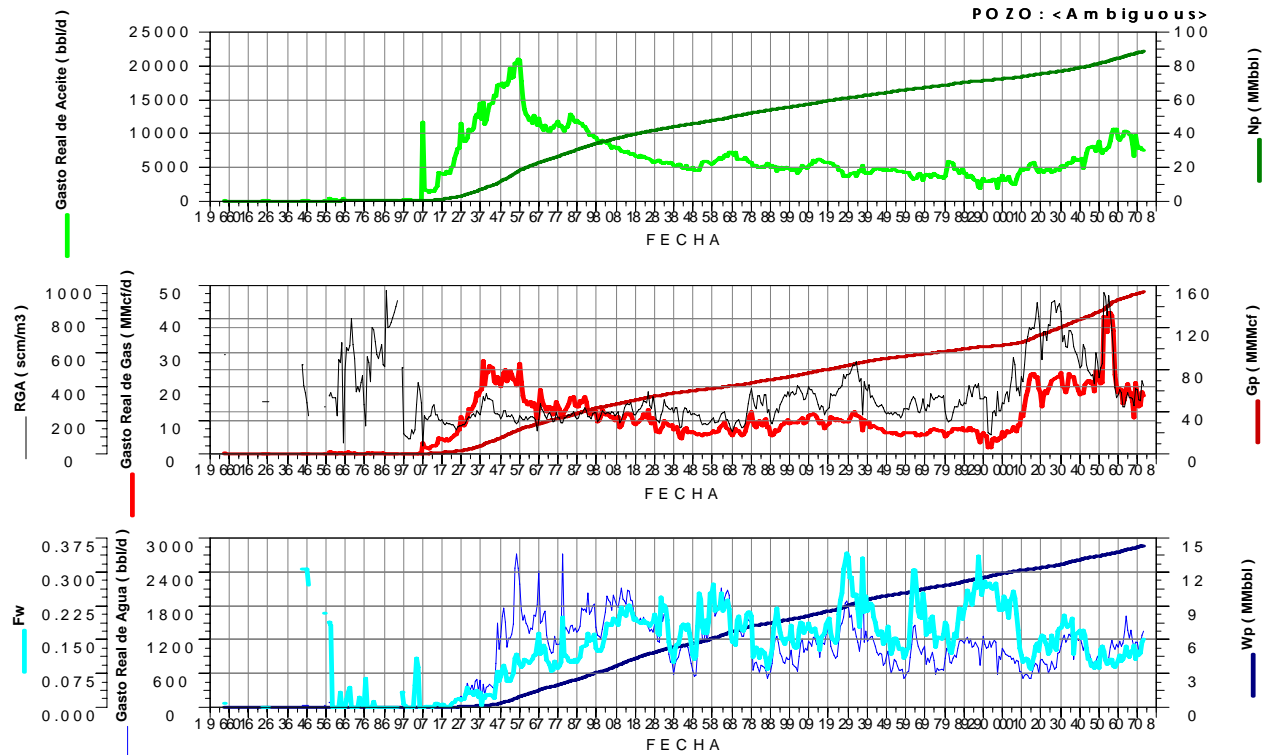


Figura 6.5. Comportamiento de la producción Bloque A, Campo Ogarrio.

Tabla 6.3. Reservas del campo Ogarrio⁷⁴.

Yacimientos	Volumen Original @ c.s.		Producción Acumulada al 31-Dic-2007		Factores de Recuperación Actual		Reservas Remanentes al 1-Ene-2008					
	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)	Aceite (%)	Gas (%)	1P		2P		3P	
							(mmb)	(mmmpc)	(mmb)	(mmmpc)	(mmb)	(mmmpc)
Bloque-A	732.7	740.5	86.5	121.1	11.8	16.4	38.5	61.9	53.1	79.3	56.2	83.0
Bloque-A Norte	42.2	42.6	0.6	0.9	1.4	2.2	7.9	10.7	14.2	18.3	14.2	18.3
Bloque-B	79.9	97.5	25.0	45.8	31.3	47.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.1
Bloque-C	168.9	189.6	75.5	109.2	44.7	57.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Encanto-GH		74.2		40.3		54.4		0.4		0.4		0.4
Total	1023.6	1144.4	187.6	317.5	18.3	27.7	46.5	73.0	67.3	98.0	70.5	101.8

volumen original de 732.7 mmb, lo que representa un factor de recuperación de 11.8%. La reserva remante 3p se estima en 56.2 mmb. Esta información se resume en la Tabla 6.3⁷⁴. En Junio de 2009 se concluyó una actualización del modelo geológico del campo que se presenta en el Apéndice A.⁷⁹

Petrofísica. En el Área 800 que es el área de interés de análisis en el estudio, cuenta con 12 pozos con núcleos, los cuales en total suman 24 núcleos con análisis petrofísicos y algunos de ellos con pruebas de desplazamiento. La Figura 6.6 presenta

la correlación de la permeabilidad contra la porosidad. La distribución de probabilidad para la permeabilidad Klinkenberg se muestra en la Figura 6.7, de donde se observa: $k_{min} = 0.1$ md, $k_{max} = 4525$ md y $k_{prom} = 201$ md. Se determinaron coeficientes de variación de permeabilidad, ν , de 0.45 a 0.91, los que indican un medio poroso heterogeneo.⁷⁵ La distribución de probabilidad para la porosidad se muestra en la Figura 6.8, en donde se tiene $\phi_{min} = 2.7\%$, $\phi_{max} = 36.4\%$ y $\phi_{prom} = 22\%$.

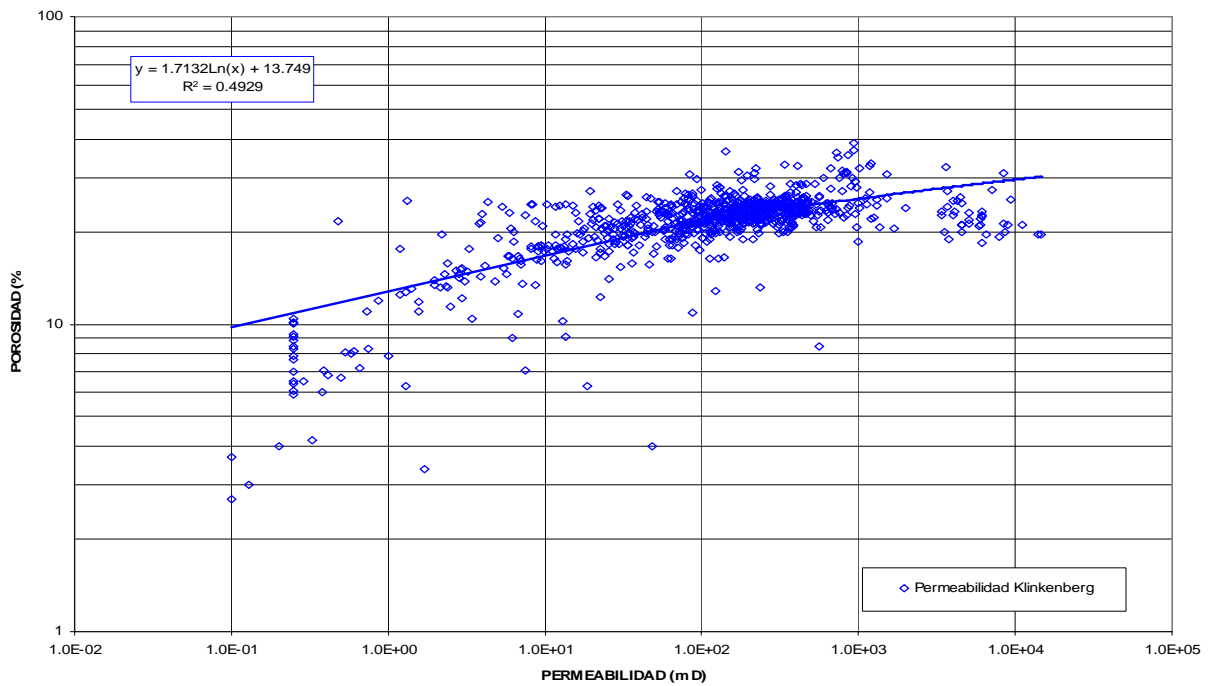


Figura 6.6. Comportamiento de la permeabilidad Bloque A, Campo Ogarrio.

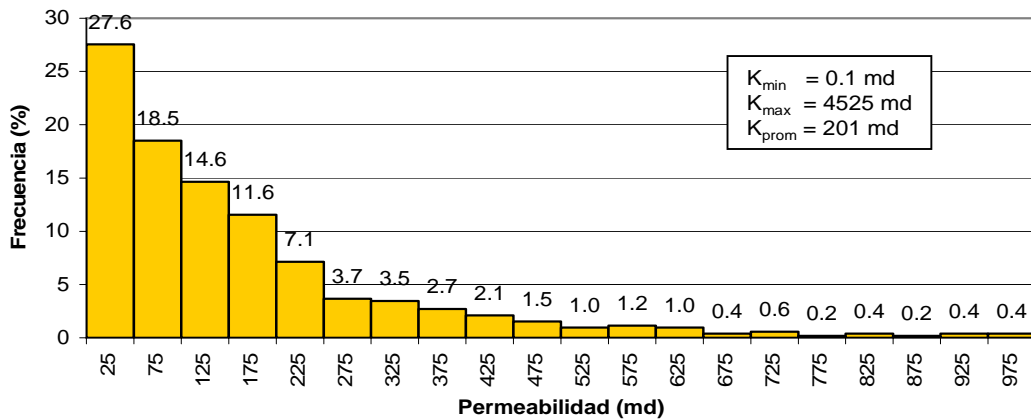


Figura 6.7. Distribución probabilística de la permeabilidad absoluta Bloque A, Campo Ogarrio.

De las pruebas de desplazamientos efectuadas con agua dulce, agua salada, y gas, se tiene el comportamiento de la saturación residual de aceite contra la porosidad, el cual se muestra en la Figura 6.9.

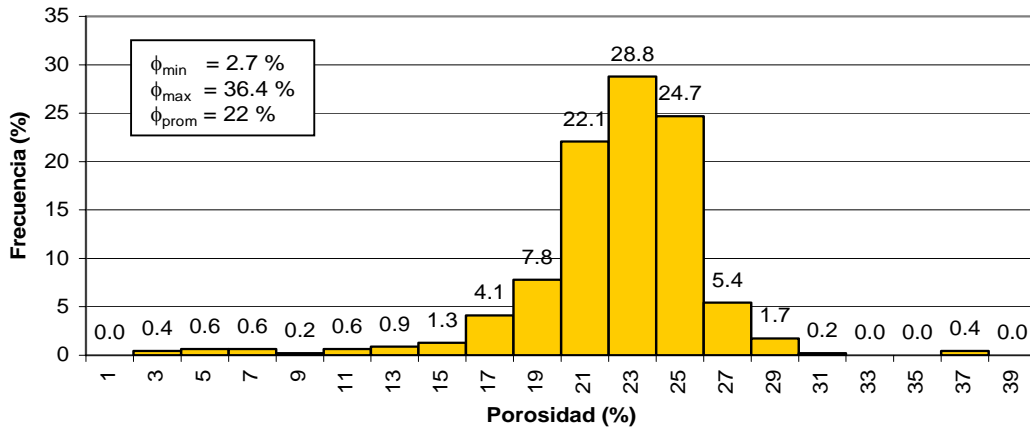


Figura 6.8. Distribución probabilística de la porosidad Bloque A, Campo Ogarrío.

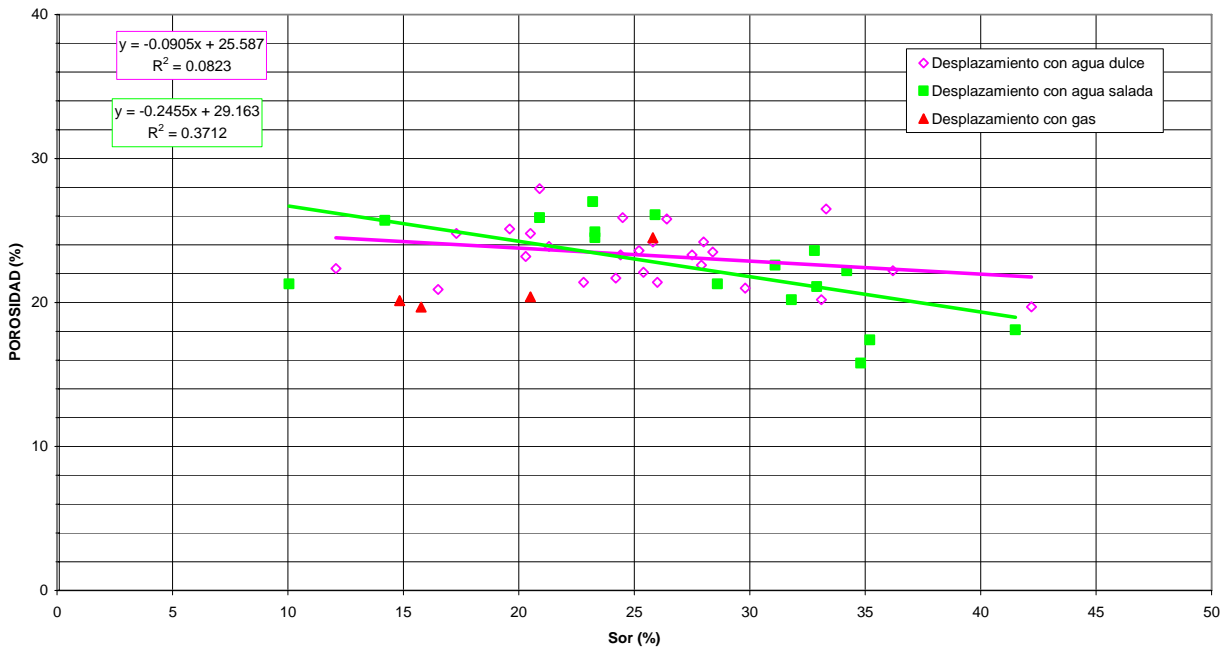


Figura 6.9. Comportamiento de la saturación residual de aceite (S_{or}) Bloque A, Campo Ogarrío.

Análisis mineralógicos. Las determinaciones mineralógicas son pocas en el campo; de los núcleos cortados sólo se tienen 6 con este tipo de análisis, los cuales se resumen en la Tabla 6.4, en donde se puede notar para el pozo Ogarrio 1415 un promedio de contenido de arcillas del orden de 20% que debe tomarse en cuenta en el estudio, sobre todo por que contiene illita y montmorillonita, arcillas fuertemente reactivas con los agentes químicos que se pretenden inyectar (álcali, surfactante y polímero).

Tabla 6.4. Análisis mineralógicos del campo Ogarrio.

	Ogarrio 717			Ogarrio 833			Ogarrio 850-D			Ogarrio 1229				Ogarrio 1415					
Bloque	A			A			A			A				A					
Núcleo	No. 2			--			No. 1			No. 1				No. 1			No. 2		
Profundidad	2761-2770			--			2503-2512			2600-2609				2410-2419.3			2634-2643		
Arena	S/N			--			GB			S/N									
Muestra	Sup	Med	Inf	A	B	C	Sup	Med	Inf	1	2	3	Mezcla	SP001	SP010	SP039	SP001	SP028	SP033
Profundidad														2410.4	2413.32	2419.01	2634.32	2636.27	2641.91
Mineralogía (%)																			
Cuarzo														39.00	46.00	32.00	57.00	45.00	52.00
Plagioclasa														18.00	23.00	19.00	17.00	15.00	17.00
Feldespato potásico														13.00	12.00	11.00	11.00	9.00	13.00
Calcita														2.00	4.00	2.00	1.00	5.00	2.00
Dolomita														3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Muscovita														3.00	3.00	2.00	0.00	2.00	2.00
Pirita														0.00	0.00	0.00	0.00	2.00	1.00
Siderita														2.00	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00
Total arcillas	0.9811	0.65	0.79	6.37	0.87	1.48	5.60	0.81	2.03	5.65	5.97	5.09	3.89	20.00	14.00	33.00	15.00	21.00	13.00
Minerales Arcillosos (%)																			
Illita	0.0730	0.07	0.09	0.53	0.18	0.27	0.64	0.14	0.36	1.18	1.08	0.80	0.99	2.00	2.00	9.00	1.00	5.00	1.00
Caolinita	0.7785	0.55	0.56	0.58	0.37	0.78	1.11	0.55	0.58	3.66	3.07	3.24	2.43	14.00	7.00	6.00	11.00	9.00	8.00
Montmorillonita (esmectita)	0.0043		0.02	5.26	0.32	0.43	3.85	0.12	1.09					4.00	3.00	10.00			
Vermiculita	0.1253	0.03	0.12							0.81	1.82	1.05	0.47						
Clorita															2.00	8.00	3.00	7.00	4.00

Análisis PVT. Existen para el campo 10 análisis de fluidos Presión–Volumen–Temperatura (análisis PVT), de los cuales 7 corresponden al área de estudio y se resumen en la Tabla 6.5. El tipo de aceite es negro ligero, con una densidad promedio de 38 °API, factor de volumen del aceite de 1.6, viscosidad @ c.s. de 5.5 cp y @ c.y. de 0.4 cp, sin contenido de ácido sulfhídrico, bióxido de carbono, ni azufre. La presión de saturación es del orden de 199 kg/cm².

Tabla 6.5. Análisis PVT del campo Ogarrio.

	801_S	801-D_I	801-D_S	802_I	802-D_I	802-D_S	817_S
Bloque	A	A	A	A	A	A	A
Intervalo disparado	2578-2584	2503-2511	2465-2480	2491-2499 2502-2509	2592-2601	2548-2556	2609-2616
Arena	9-C	10	11A	10 10	9-B	9-C	5-B
Fecha muestreo	23-Abr-72	2-Nov-72	26-Oct-72	10-May-72	15-Nov-72	8-Nov-72	5-Feb-73
Tiempo cerrado, h:m o d	99:00	44:15	50:00	45:00	34:00	51	101
Profundidad de muestro, m	2500	2480	2400	2370	2560	2480	2440
Profundidad NMD, m	2581	2507	2472	2500	2596	2552	2612.5
Presion prof. muestreo, kg/cm2	244.1	191.9	191.5	188.5	201.2	225.0	276.3
Presion NMD, kg/cm2	250.0	193.8	195.8	197.5	209.7	229.6	292.5
Temperatura yac, °C	87	83	87	83	89	87	87
Pb, kg/cm2	199.00	188.43	182.80	181.10	187.00	228.50	224.00
Compr, 10-6 kg/cm2 -1	278	272	215	214	223	392	284
Densidad @ Pb, g/cm3	0.6647	0.6418	0.671	0.6722	0.6493	0.6123	0.6379
Viscosidad @ Pb y Ty, cp	0.497	0.428	0.442	0.501	0.422	0.377	0.328
Viscosidad @ Patm y Ty, cp	1.558	1.471	1.342	1.636	1.249	0.829	1.116
Viscosidad @ Patm y Tatm, cp	5.387	6.168	5.921	5.177	3.728	7.863	4.087
Bo, m3/m3	1.5843	1.6241	1.5381	1.5415	1.6237	1.7293	1.6841
Rs, m3/m3	177.3	175.4	165.94	167.4	177.1	200.2	214.3
Densidad aceite residual	0.8429	0.8462	0.8419	0.8380	0.8483	0.8388	0.8282
Densidad relativa gas (aire=1)	0.8330	0.7811	0.7173	0.8130	0.8140	0.7345	0.7744
T sep, °C	30	20	23.5	25	21	20	26.8
P sep, kg/cm2	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9
Bof (sep)	1.5013	1.5202	1.4300	1.4998	1.4450	1.5700	1.6148
Rs sep, m3/m3	154.7	143.1	126.1	142.2	131.6	172.2	179.2
Rs sep+tank, m3/m3	167.4	158.8	141.1	158.1	146.8	188.5	193.5
STO dens, g/cm3	0.8315	0.8285	0.8261	0.8280	0.8269	0.8196	0.8159
sep gas gravity	0.8425	0.878	0.8284	0.8398	0.876	0.847	0.8188
STO dens, deg API	38.6744	39.2906	39.7868	39.3937	39.6211	41.1452	41.9281
Pmuestreo - Pb	45.1	3.5	8.7	7.4	14.2	-3.5	52.3

VI.3. Determinaciones de Laboratorio.

Como se discutió en el apartado V.4 del Capítulo 5 de este trabajo, las determinaciones de laboratorio son un factor clave en el diseño de un proceso de Recuperación Mejorada por Inyección de Químicos. Para determinar la factibilidad de aplicación de este proceso en el campo Ogarrio, se recurrió a trabajar en el Laboratorio de Termodinámica a Altas Presiones del Instituto Mexicano del Petróleo, que actualmente desarrolla trabajos de laboratorio para Pemex Exploración-Producción relacionados con la inyección de productos químicos.

Debido a las restricciones económicas para sustentar un estudio de laboratorio completo, fue necesario elegir un conjunto de pruebas básicas que permitan definir la factibilidad de aplicación de la inyección de productos químicos como proceso de recuperación mejorada, para que en caso de obtenerse resultados alentadores, continuar con un programa completo de estudios de laboratorio, que permitan diseñar una prueba piloto en el campo Ogarrio. Entre las mediciones de laboratorio que se realizaron están:

- Determinación de propiedades físicas de los fluidos del yacimiento.
- Determinación del Número Ácido.
- Determinaciones reológicas de soluciones poliméricas con el agua de inyección y agua de formación.
- Determinación de Isotermas de Adsorción de Surfactantes.
- Determinación de la Tensión Interfacial con Soluciones Alcalinas.

Para las pruebas de laboratorio se obtuvieron muestras de aceite, agua de formación y agua de inyección, así como núcleos del campo Ogarrio, como se explica a continuación:

Muestra de Aceite: Se obtuvo en superficie a boca del pozo Ogarrio 1415, productor en el intervalo 2565-2590m, correspondiente a la arena E-7B. A la fecha de muestreo, 5 de Junio de 2008, las condiciones de operación del pozo eran:

q_o	= 283 bpd	ρ_{tp}	= 35 kg/cm ²
q_g	= 0.381 mmpcd	Estr	= 24/64"
RGA	= 240 m ³ /m ³	ρ_{ws}	= 121.3 kg/cm ² (al 17/Ene/2008)
Agua	= 0 %		

Para este estudio son preferibles las muestras de fondo o un recombinao de muestras de superficie, sin embargo, debido a las restricciones económicas no fue posible obtenerlas.

Muestra de Agua de Formación: Fue obtenida en superficie a boca del pozo Ogarrío 821, invadido de agua salada en los intervalos 2746-2755 y 2771-2778 m, correspondientes a la arena E-5B. La fecha de muestreo fue el día 17 de Junio de 2008.

Muestra de Agua de Inyección: Consistió en muestra de agua dulce obtenida en las instalaciones de la planta de inyección de Ogarrío, proveniente de los pozos de captación que alimentan a la planta. La muestra fue obtenida sin tratamiento, debido a que la planta de inyección se encuentra fuera de operación. La fecha de muestreo fue el día 5 de Junio de 2008.

Núcleos del Yacimiento: se contaron con dos núcleos del campo, relativamente recientes, pertenecientes al pozo Ogarrío 1415. El Núcleo 1 cortado el 21 de Junio de 2005 en el intervalo 2410-2419 m, corresponde a la arena E-9B. El Núcleo 2 cortado el 25 de Junio de 2005 en el intervalo 2634-2643 m, corresponde a la arena E-7A. La descripción de los núcleos, así como una ilustración del estado físico de los mismos, se presenta en las Figuras 6.10 y 6.11; como puede observarse en las figuras, los núcleos no estaban debidamente conservados, por lo que el estado físico de los mismos, sólo permitió obtener muestras de arena suelta y pedacería de núcleo.

VI.3.1. Determinación de Propiedades Físicas de los Fluidos del Yacimiento.

Análisis del Aceite del yacimiento.

La primera determinación realizada a la muestra de aceite fue el contenido de agua y sólidos mediante agitación en centrifuga a 2000 rpm, teniendo los resultados siguientes:

Sedimentos = 0.1 %

Agua = Trazas

VI.- FACTIBILIDAD DE INYECCIÓN ASP EN EL ACTIVO CINCO PRESIDENTES

Pozo: Ogarrio-1415

Núcleo: 1

Profundidad del núcleo (2410-2419 m.)

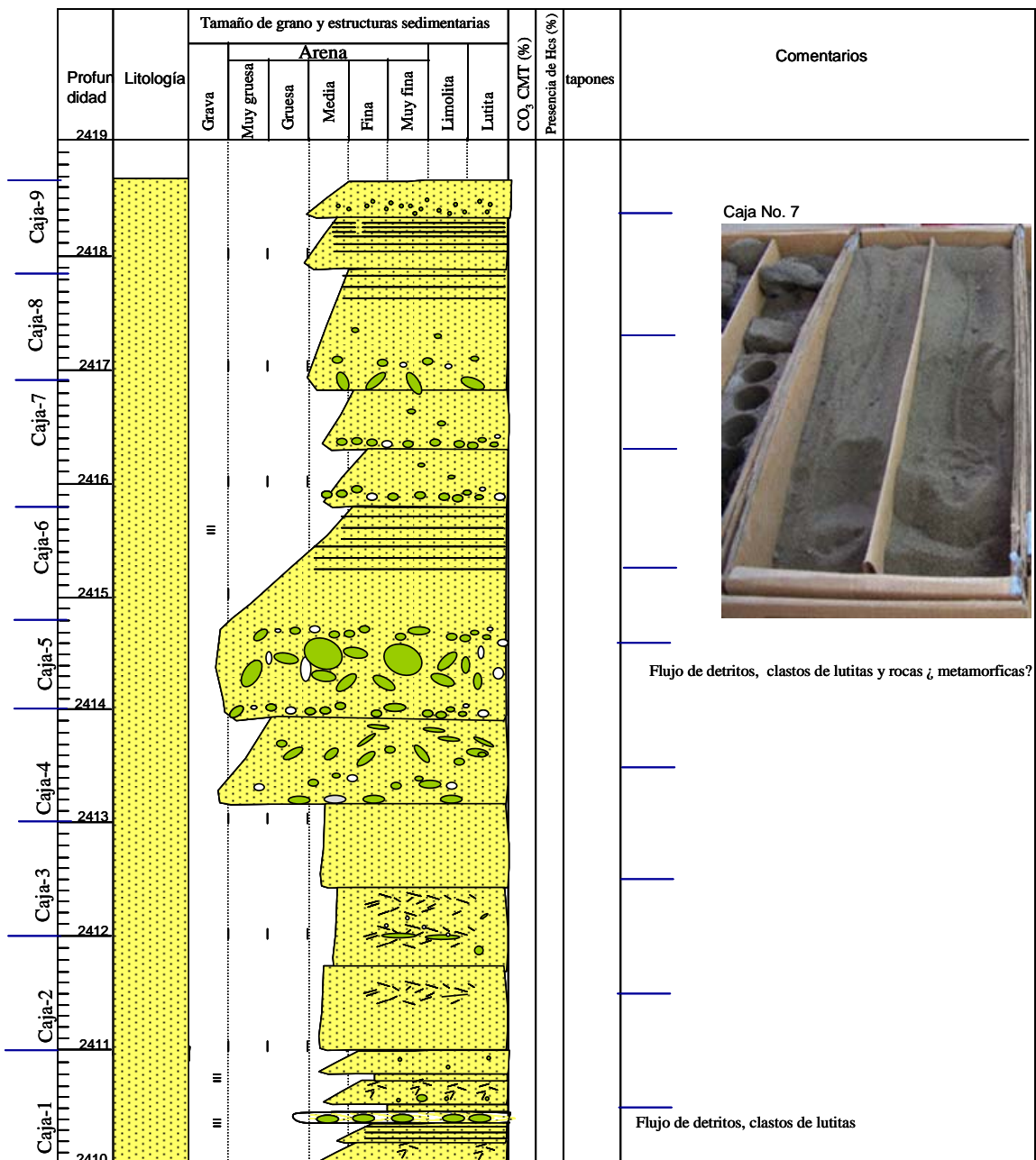
Longitud original del núcleo: 9.30 m.

Longitud del núcleo: 8.64 m aprox. Localidad:

Edad: Indeterminada

Analista: Humberto Torres Sastré

Fecha: 15/Julio/2005



Arenisca de granos de cuarzo principalmente de grano grueso a fino; no presenta cementante calcáreo gran contenido de arcilla entre los granos, compactada pero deleznable, de granos subangulosos a subredondeados. se observan laminaciones. Los clastos de lutitas llegan a medir hasta 10 cm. se observan gradaciones de arenas gruesas-medias a arenas finas





-  Laminaciones
-  Asfalto o materia orgánica ?
-  Bioturbación
-  Contactos ondulados.

Figura 6.10. Descripción de Núcleo No. 1, 2410-2419 m, pozo Ogarrio 1415⁷⁶.

VI.- FACTIBILIDAD DE INYECCIÓN ASP EN EL ACTIVO CINCO PRESIDENTES

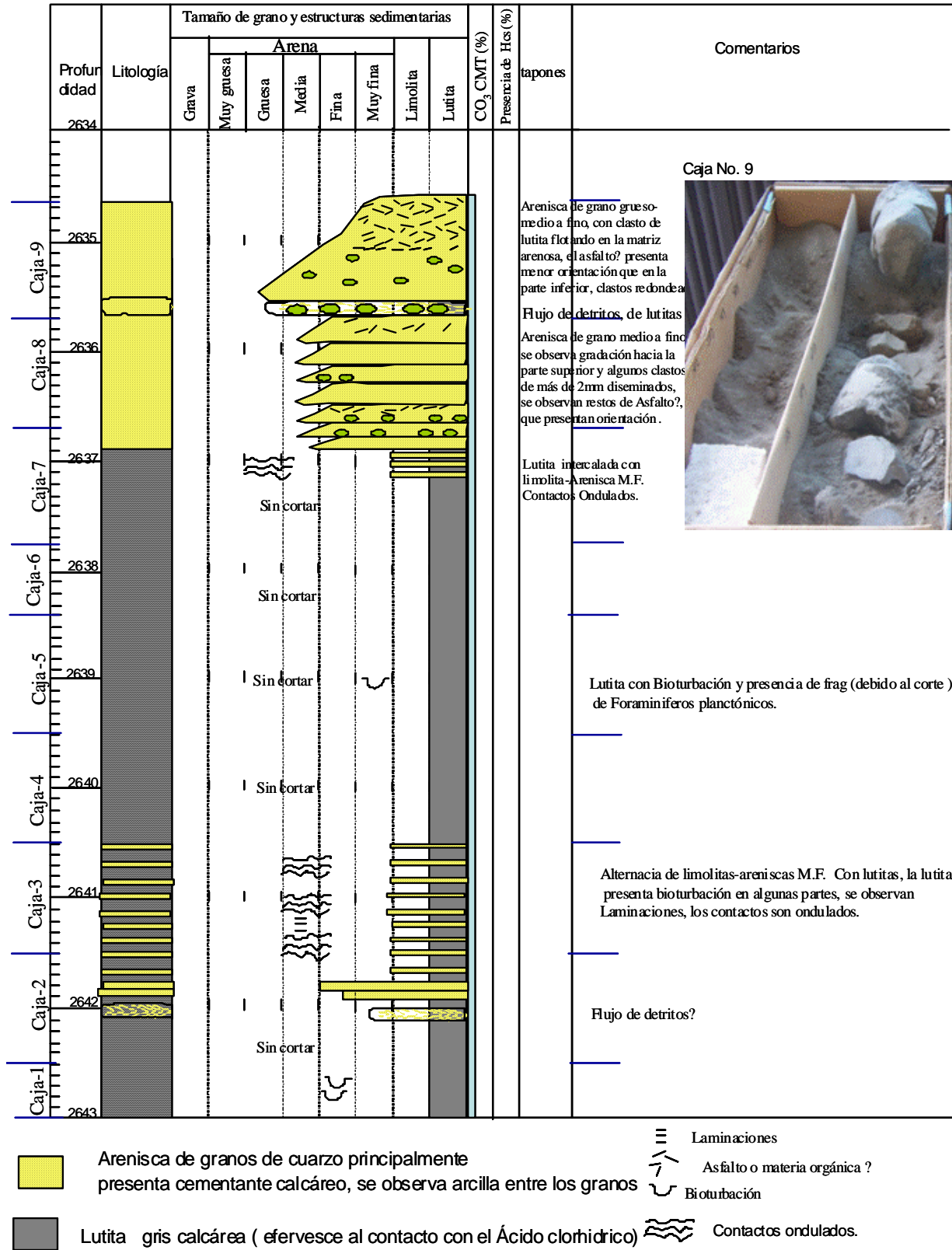


Figura 6.11. Descripción del Núcleo No. 2, 2634-2643 m, pozo Ogarrío 1415⁷⁶.

La determinación de la densidad del aceite se efectuó por medio del picnómetro y en el densímetro de resonancia:

$$^{\circ}\text{API} = 36.3529$$

$$\rho_o = 0.8430 \text{ gr/cm}^3 \text{ (del picnómetro a } T = 20^{\circ}\text{C y } p_{\text{atm}})$$

$$\rho_o = 0.8046 \text{ gr/cm}^3 \text{ (del densímetro a } T = 87^{\circ}\text{C y } p = 2280 \text{ psi)}$$

La viscosidad del aceite se determinó en el reómetro y en el viscosímetro electro-magnético; en el reómetro se efectuó a 80°C y p_{atm} , por presentar gasificación a 87°C :

$$\mu_o = 2.5 \text{ cp (en reómetro a } p = 14.7 \text{ psi y } T = 80^{\circ}\text{C)}$$

$$\mu_o = 2.027 \text{ cp (en viscosímetro a } p = 2280 \text{ psi y } T = 87^{\circ}\text{C)}$$

Análisis del Agua de Formación.

A la muestra de agua de formación se le efectuó un análisis Stiff, con el que se obtuvo su caracterización determinando su composición, densidad y pH; la Tabla 6.6 presenta los resultados del análisis. En resumen se tiene:

$$\rho_w = 1.1603 \text{ gr/cm}^3 \text{ (a } 20^{\circ}\text{C y } p_{\text{atm}})$$

$$\text{pH} = 4.76 \text{ (a } 20^{\circ}\text{C y } p_{\text{atm}})$$

$$\text{Salinidad total} = 230,597.78 \text{ ppm}$$

Análisis del Agua de Inyección.

Al igual que el agua de formación, al agua de inyección se le efectuó un análisis Stiff, el cual se presenta en la Tabla 6.7; también se le determinó la densidad del agua de inyección en el densímetro de resonancia y la viscosidad del agua de inyección en el

Tabla 6.6. Análisis Físico, Químico y Bacteriológico del Agua de Formación, campo Ogarrio.

PROPIEDADES FÍSICAS					
TEMPERATURA.....	20.0 °C		GASES EN SOLUCIÓN		(mg/L)
DENSIDAD.....	1.1603	g/cm ³ @ 20.0 °C			
pH.....	4.76	@ 20.0 °C	ÁCIDO SULFÚDRICO (H ₂ S).....		
CONDUCTIVIDAD.....		µS/cm, @ 20.0 °C	BIÓXIDO DE CARBONO (CO ₂).....		
TURBIDEZ.....	5	FTU	OXÍGENO DISUELTO (O ₂).....		
COLOR.....	28	PtCo			
OLOR.....					
PROPIEDADES QUÍMICAS					
CATIONES:	(mg/L)	(meq/L)	ANIONES:	(mg/L)	(meq/L)
SODIO (Na ⁺).....	56,533.44	2,459.152	CLORUROS (Cl ⁻).....	144,000.00	4,061.716
POTASIO (K ⁺).....	0.00	0.000	SULFATOS (SO ₄ ²⁻).....	25.00	0.521
CALCIO (Ca ²⁺).....	26,000.00	1,297.405	CARBONATOS (CO ₃ ²⁻).....	0.00	0.000
MAGNESIO (Mg ²⁺).....	3,768.05	309.974	BICARBONATOS (HCO ₃ ⁻).....	268.40	4.399
HIERRO (Fe ²⁺).....	2.89	0.103	HIDRÓXIDOS (OH ⁻).....	0.00	0.000
MANGANESO (Mn ²⁺).....	0.00	0.000	NITRITOS (NO ₂ ⁻).....	0.00	0.000
BARIO (Ba ²⁺).....	0.00	0.000	NITRATOS (NO ₃ ⁻).....	0.00	0.000
ESTRONCIO (Sr ²⁺).....	0.00	0.000	FOSFATOS (PO ₄ ³⁻).....	0.00	0.000
TOTAL:	86,304.38	4,066.635	TOTAL:	144,293.40	4,066.635
SÓLIDOS DISUELTOS Y EN SUSPENSIÓN					
	(mg/L)			(mg/L)	
SÓLIDOS TOTALES	230,597.78		DUREZA TOTAL como CaCO ₃	80,500.00	
SÓLIDOS DISUELTOS TOTALES (SDT).....	230,597.78		DUREZA DE CALCIO como CaCO ₃	65,000.00	
SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN (SST).....	0		DUREZA DE MAGNESIO como CaCO ₃	15,500.00	
GRASAS Y ACEITES.....			ALCALINIDAD A LA "F" como CaCO ₃	0.00	
SILICE SOLUBLE (SiO ₂).....			ALCALINIDAD A LA "M" como CaCO ₃	220.00	
ÓXIDO FERRICO (Fe ₂ O ₃).....			SALINIDAD como NaCl	237,374.78	
ACIDEZ como CaCO ₃			INDICE DE ESTABILIDAD.....	0.30834	
			TENDENCIA	INCRUSTANTE	
PROPIEDADES BACTERIOLÓGICAS					
	(Colonia/mL)			(Colonia/mL)	
BACTERIAS MESOFÍLICAS AEROBIAS.....			BACTERIAS ANAEROBIAS TOTALES.....		
BACTERIAS SULFATO REDUCTORAS.....					
DIAGRAMA DE STIFF & DAVIS					

Tabla 6.7. Análisis Físico, Químico y Bacteriológico del Agua de Inyección, campo Ogarrio.

PROPIEDADES FÍSICAS					
TEMPERATURA.....	20.0	°C	GASES EN SOLUCIÓN		(mg/L)
DENSIDAD.....	1.0055	g/cm ³ @ 20.0 °C			
pH.....	8.23	@ 20.0 °C	ÁCIDO SULFÚRICO (H ₂ S).....		
CONDUCTIVIDAD.....		µS/cm, @ 20.0 °C	BIÓXIDO DE CARBONO (CO ₂).....		
TURBIDEZ.....	10	FTU	OXÍGENO DISUELTO (O ₂).....		
COLOR.....	51	PtCo			
OLOR.....					
PROPIEDADES QUÍMICAS					
CATIONES:	(mg/L)	(meq/L)	ANIONES:	(mg/L)	(meq/L)
SODIO (Na ⁺).....	2,898.26	126.072	CLORUROS (Cl ⁻).....	4,400.00	124.108
POTASIO (K ⁺).....	0.00	0.000	SULFATOS (SO ₄ ²⁻).....	25.00	0.521
CALCIO (Ca ²⁺).....	84.00	4.192	CARBONATOS (CO ₃ ²⁻).....	67.20	2.240
MAGNESIO (Mg ²⁺).....	29.17	2.400	BICARBONATOS (HCO ₃ ⁻).....	353.80	5.798
HIERRO (Fe ²⁺).....	0.10	0.004	HIDRÓXIDOS (OH ⁻).....	0.00	0.000
MANGANESO (Mn ²⁺).....	0.00	0.000	NITRITOS (NO ₂ ⁻).....	0.00	0.000
BARIO (Ba ²⁺).....	0.00	0.000	NITRATOS (NO ₃ ⁻).....	0.00	0.000
ESTRONCIO (Sr ²⁺).....	0.00	0.000	FOSFATOS (PO ₄ ³⁻).....	0.00	0.000
TOTAL:	3,011.53	132.666	TOTAL:	4,846.00	132.667
SÓLIDOS DISUELTOS Y EN SUSPENSIÓN					
		(mg/L)			(mg/L)
SÓLIDOS TOTALES		7,857.53	DUREZA TOTAL como CaCO ₃		330.00
SÓLIDOS DISUELTOS TOTALES (SDT).....		7,857.53	DUREZA DE CALCIO como CaCO ₃		210.00
SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN (SST).....		0	DUREZA DE MAGNESIO como CaCO ₃		120.00
GRASAS Y ACEITES.....			ALCALINIDAD A LA "F" como CaCO ₃		56.00
SILICE SOLUBLE (SiO ₂).....			ALCALINIDAD A LA "M" como CaCO ₃		402.00
ÓXIDO FERRICO (Fe ₂ O ₃).....			SALINIDAD como NaCl		7,253.12
ACIDEZ como CaCO ₃			INDICE DE ESTABILIDAD.....		0.18489
			TENDENCIA		INCRUSTANTE
PROPIEDADES BACTERIOLÓGICAS					
		(Colonia/mL)			(Colonia/mL)
BACTERIAS MESOFÍLICAS AEROBIAS.....			BACTERIAS ANAEROBIAS TOTALES.....		
BACTERIAS SULFATO REDUCTORAS.....					
DIAGRAMA DE STIFF & DAVIS					

viscosímetro electromagnético; éstas mediciones se hicieron a condiciones de yacimiento. En resumen se tiene:

ρ_w	= 1.0055 gr/cm ³ (a 20°C y p_{atm})
ρ_w	= 0.9771 gr/cm ³ (del densímetro a $T_y = 87^\circ\text{C}$ y $p_y = 2280$ psi)
μ_w	= 0.273 cp (del viscosímetro a $T_y = 87^\circ\text{C}$ y $p_y = 2280$ psi)
pH	= 8.23 (a 20°C y p_{atm})
Salinidad total	= 7,857.53 ppm

VI.3.2. Determinación del Número Ácido.

Una de las ventajas del proceso de recuperación Mejorada por ASP, es la generación de surfactantes in-situ, a través de la interacción del álcali con ciertos compuestos ácidos del aceite, el cual puede estimarse a través del Número ácido del aceite (N_A). Esta determinación se efectuó a la muestra de aceite del pozo Ogarrio 1415, mediante el método Potenciométrico de Titración, bajo la norma internacional ASTM D-664.

$$N_A = 0.15 \text{ mg KOH/g de aceite}$$

Como la magnitud el Número Ácido para este crudo está muy por debajo del límite de 0.5 mg de KOH / g de aceite, es un indicativo de que el aceite no contiene suficientes ácidos orgánicos para la generación de cantidades importantes de surfactantes in situ, quedando su principal rol como agente de sacrificio para disminuir la adsorción de los surfactantes en la superficie de la roca.

VI.3.3. Caracterización de Núcleos del Yacimiento.

La caracterización de los Núcleos del yacimiento considerados para este trabajo y que se presenta en esta sección, no se realizó durante el trabajo de laboratorio desarrollado, se tomó de los informes de laboratorio existentes (Agat 2006⁷⁷). Como ya se mencionó, los núcleos utilizados en este estudio fueron los del pozo Ogarrio 1415; el Núcleo 1 cortado en el intervalo 2410-2419 m, que corresponde a la arena E-9B y el Núcleo 2 cortado en el intervalo 2634-2643 m, perteneciente a la arena E-7A

La porosidad y permeabilidad de los Núcleos 1 y 2 del pozo Ogarrio 1415 que se presentan en la Tabla 6.8, son las reportadas en el análisis petrofísico⁷⁷ y fueron determinadas con una presión de sobrecarga de 147.94 kg/cm². Para el Núcleo No. 1 se tiene una permeabilidad y porosidad promedio de 157.04 md y 21.96%, respectivamente, mientras que el Núcleo No. 2 presenta valores promedio de 65.98 md y 19.39 %; para referencia se tienen los valores promedios del campo que son 201 md y 22% (Figuras 6.7 y 6.8 de este capítulo). Puede observarse que los parámetros del Núcleo 1 se aproximan más a los promedios del campo que el Núcleo 2. Es importante resaltar la diferencia en las condiciones de medición de porosidad y permeabilidad del resto de los núcleos del campo Ogarrio, que en su mayoría son análisis de laboratorio que no consideraron el efecto de sobrecarga, como lo hacen las mediciones de los núcleos de pozo Ogarrio 1415, por lo que es factible esperar que los valores promedio del campo estén un poco sobreestimados.

El informe petrofísico⁷⁷ existente reporta la determinación de la presión capilar agua-aceite por centrifuga para nueve muestras del Núcleo 2 del pozo Ogarrio 1415; de estas pruebas se obtuvieron las saturaciones de agua irreducible y de aceite residual que se resumen en la Tabla 6.9. La saturación de agua irreducible varía entre 33.09% y 56.71% y la saturación de aceite residual entre 8.18% y 16.80%. El comportamiento de las presiones capilares, para los procesos de drene e imbibición se presenta en la Figura 6.12. Las condiciones de medición fueron: $T = 80^{\circ}\text{C}$, salinidad = 221000 ppm, densidad del aceite a $18^{\circ}\text{C} = 0.8239$ gr/cc.

Tabla 6.8. Análisis petrofísico básico de los Núcleos No. 1 y No.2 del pozo Ogarrio 1415 a presión de sobre carga de 147.94 kg/cm².

NUCLEO No. 1					NUCLEO No. 2				
Muestra	Profundidad (m)	Densidad de Grano (g/cc)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Muestra	Profundidad (m)	Densidad de Grano (g/cc)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)
SP001	2410.4	2.6033	21.31	91.04	SP001	2634.3	2.6270	21.58	88.76
SP002	2410.5	2.5758	18.09	10.44	SP002	2634.3	2.6279	20.53	77.28
SP004	2411.0	2.6102	23.04	169.51	SP003	2634.4	2.6380	21.49	94.35
SP005	2411.2	2.6170	22.54	172.16	SP004	2634.5	2.6349	20.76	81.72
SP006	2411.2	2.6175	23.75	200.53	SP005	2634.6	2.6422	22.00	111.07
SP007	2411.3	2.6183	23.64	336.13	SP007	2634.7	2.6247	20.32	117.36
SP009	2411.8	2.6471	17.75	71.17	SP008	2634.7	2.6346	19.08	100.20
SP010	2413.3	2.6215	24.33	199.01	SP010	2634.8	2.6382	18.54	108.22
SP011	2413.4	2.6337	25.19	357.46	SP011	2635.0	2.6889	3.38	1.71
SP015	2413.7	2.6106	24.00	175.22	SP012	2635.2	2.6424	18.96	27.09
SP016	2413.7	2.6108	23.32	92.71	SP013	2635.3	2.6432	19.74	44.20
SP017	2413.8	2.6142	23.04	156.51	SP014	2635.4	2.6475	19.57	27.37
SP018	2413.8	2.6216	22.59	106.35	SP015	2635.4	2.6418	21.35	68.70
SP019	2413.9	2.6335	22.31	155.22	SP016	2635.5	2.6343	20.04	68.20
SP020	2414.0	2.6187	21.59	208.31	SP017	2635.6	2.6254	22.01	44.75
SP021	2414.0	2.6296	22.27	200.21	SP018	2635.6	2.6298	23.40	55.50
SP022	2414.1	2.6271	22.46	225.44	SP019	2635.7	2.6431	23.11	64.59
SP023	2414.1	2.6259	22.56	258.77	SP020	2635.7	2.6336	22.00	89.98
SP025	2416.7	2.5929	19.72	37.45	SP023	2635.9	2.6435	19.02	36.02
SP026	2416.8	2.6385	20.42	18.04	SP024	2636.0	2.6356	22.85	75.06
SP027	2416.8	2.6469	21.13	19.91	SP025	2636.1	2.6355	23.23	110.42
SP028	2416.9	2.6330	21.60	34.57	SP028	2636.3	2.6427	21.15	85.15
SP033	2417.2	2.6349	25.50	329.31	SP029	2636.4	2.6610	19.82	122.54
SP034	2418.6	2.6448	23.50	245.48	SP030	2641.6	2.6179	16.28	11.57
SP035	2418.7	2.6262	23.90	245.93	SP031	2641.7	2.6237	16.63	5.78
SP036	2418.9	2.6405	24.60	325.97	SP032	2641.9	2.6441	16.40	60.37
SP037	2418.9	2.6209	18.27	25.81	SP033	2641.9	2.6549	10.39	3.42
SP038	2418.9	2.7268	14.23	3.88					
SP039	2419.0	2.5763	19.06	5.00					
SP040	2419.1	2.6175	23.18	233.60					
Valor mínimo:		2.5758	14.23	3.88	Valor mínimo:		2.6179	3.38	1.71
Valor máximo:		2.7268	25.50	357.46	Valor máximo:		2.6889	23.40	122.54
Promedio:		2.6245	21.96	157.04	Promedio:		2.6391	19.39	65.98

Tabla 6.9. Saturación de agua irreducible y saturación de aceite residual, determinadas a partir de mediciones de presión capilar, sistema agua-aceite, T = 80°C, salinidad = 221000 ppm, densidad del aceite a 18°C = 0.829 gr/cc, Núcleo No. 2, Pozo Ogarrio 1415.

Muestra	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	S _{wi} (Fracción)	S _{or} (Fracción)	DRENE		IMBIBICION	
					Presion Capilar al Punto Final,kg/cm ²	Presion Capilar al Punto Final,kg/cm ²	Presion Capilar al Punto Final,kg/cm ²	Presion Capilar al Punto Final,kg/cm ²
SP003	21.49	94.35	0.4125	0.0979	4.5846		-8.9919	
SP007	20.32	117.36	0.3309	0.0818	4.4755		-8.7318	
SP014	19.57	27.37	0.5671	0.1048	4.5551		-8.8980	
SP017	22.01	44.75	0.4732	0.0965	4.5724		-8.9378	
SP019	23.11	64.59	0.4100	0.1215	4.6560		-9.1469	
SP022	20.54	53.97	0.3882	0.1680	4.6224		-9.0775	
SP023	19.02	36.02	0.4446	0.1031	4.6611		-9.1652	
SP027	22.51	125.83	0.3647	0.0882	4.5785		-8.9664	
SP031	16.63	5.78	0.5019	0.1349	4.5816		-8.9643	

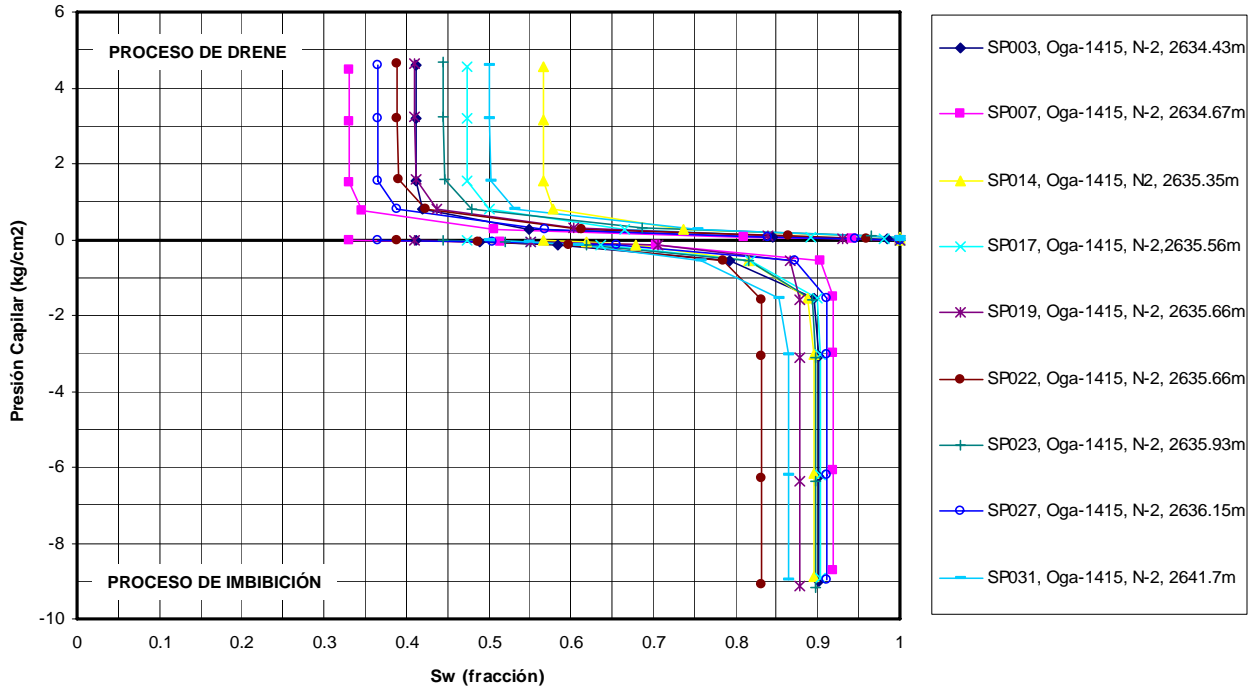


Figura 6.12. Comportamiento de la presión capilar agua-aceite en el Núcleo No. 2, pozo Ogarrio 1415

La determinación de la mojabilidad de la roca del yacimiento también se reportó en el informe petrofísico⁷⁷; se realizó en nueve muestras del Núcleo No.2 del pozo Ogarrio 1415. Para éstas mediciones se calcularon los índices de mojabilidad de Amott-Harvey (I_{AH}) y el de USBM (I_{USBM}), los cuales se resumen en la Tabla 6.10.

Tabla 6.10. Índices de mojabilidad de la roca del yacimiento, Núcleo No. 2, pozo Ogarrio 1415.

Muestra	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	S_{or} (Fracción)	S_{wi} (Fracción)	I_{AH}	I_{USBM}
SP001	21.58	88.76	0.1041	0.4357	0.11	0.22
SP005	22.00	111.07	0.1030	0.4315	0.10	0.42
SP008	19.08	100.20	0.1150	0.4463	0.13	0.40
SP013	19.74	44.20	0.1244	0.4410	0.13	-0.26
SP016	20.04	68.20	0.1176	0.4445	0.14	0.11
SP018	23.40	55.50	0.1137	0.4655	0.14	-0.06
SP021	21.64	68.65	0.1117	0.4413	0.12	0.15
SP026	23.50	102.70	0.1004	0.3667	0.13	0.10
SP030	16.28	11.57	0.1243	0.4852	0.21	0.17

De la Tabla 6.10 y considerando lo visto en el Capítulo III, se puede concluir que en general las muestras del yacimiento son ligeramente mojables al agua, y para los casos de las muestras SP013 y SP018 la preferencia de la roca es ser ligeramente mojada por aceite, pudiendo ser clasificados como de mojabilidad intermedia.

Se determinó la mineralogía a seis muestras de los Núcleos No. 1 y 2 del pozo Ogarrío 1415; ésta mineralogía se presenta en la Tabla 6.11. Del análisis mineralógico se puede concluir que el Núcleo No. 1 presenta una arcillosidad (de 14 a 33%) mayor que el Núcleo No. 2 (de 13 a 21%) y las arcillas presentes son la illita (de 2 a 9%), caolinita (de 6 a 14%), montmorillonita o esmectita (de 0 a 10%) y la clorita (de 0 a 8%), por lo cual, puede decirse que presentan tendencia al hinchamiento cuando están en contacto con un agua que no tiene la composición química adecuada.

Tabla 6.11. Análisis mineralógico de los Núcleos 1 y 2 del pozo Ogarrío 1415.

Núcleo	No. 1			No. 2		
Profundidad	2410-2419.3			2634-2643		
Arena	E-9B			E-7A		
Muestra	SP001	SP010	SP039	SP001	SP028	SP033
Profundidad	2410.4	2413.32	2419.01	2634.32	2636.27	2641.91
Mineralogía (%)						
Cuarzo	39.00	46.00	32.00	57.00	45.00	52.00
Plagioclasa	18.00	23.00	19.00	17.00	15.00	17.00
Feldespató potásico	13.00	12.00	11.00	11.00	9.00	13.00
Calcita	2.00	4.00	2.00	1.00	5.00	2.00
Dolomita	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Muscovita	3.00	3.00	2.00	0.00	2.00	2.00
Pirita	0.00	0.00	0.00	0.00	2.00	1.00
Siderita	2.00	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00
Total arcillas	20.00	14.00	33.00	15.00	21.00	13.00
Minerales Arcillosos (%)						
Illita	2.00	2.00	9.00	1.00	5.00	1.00
Caolinita	14.00	7.00	6.00	11.00	9.00	8.00
Montmorillonita (esmectita)	4.00	3.00	10.00			
Vermeiculita						
Clorita		2.00	8.00	3.00	7.00	4.00

VI.3.4. Determinaciones Reológicas de Soluciones Poliméricas con el Agua de Inyección y Agua de Formación.

Para evaluar la factibilidad de utilizar soluciones poliméricas, se realizaron mediciones reológicas que consistieron en determinar la viscosidad aparente de la solución en función de la velocidad de corte variable, para lo cual se utilizó un reómetro Anton Paar modelo Physica MCR 301, con una geometría de cilindros concéntricos en el cual, la separación entre el cilindro que contiene la muestra y el cilindro cónico central debe ser suficientemente grande en comparación con las moléculas del fluido al cual se le medirá la viscosidad. La Figura 6.13 muestra el aparato utilizado.

Se evaluaron tres tipos de polímeros sintéticos a una sola concentración de 10000 ppm; se eligió esta concentración por no ser muy alta y por que está dentro de las concentraciones utilizadas en los proyectos de inyección ASP (ver Tabla 5.7 del Capítulo V). En el aspecto económico se desea que la concentración a utilizar sea la mínima, debido a los costos del polímero. Los polímeros evaluados fueron un catiónico, un no-iónico y un aniónico; en la Tabla 6.12 se presenta las características generales de dichos polímeros.

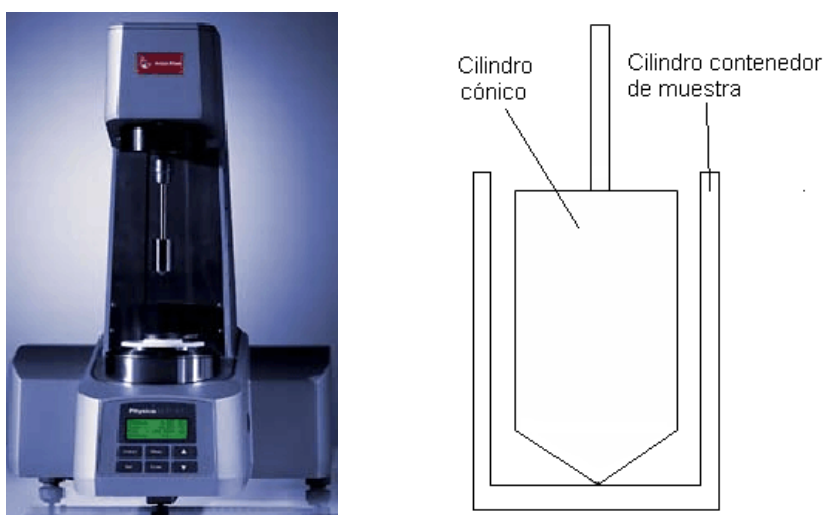


Figura 6.13. Reómetro Anton Paar modelo Physica MCR 301, mostrando la geometría que se utilizó para las pruebas reológicas de las soluciones poliméricas.

Tabla 6.12. Características generales de los polímeros evaluados.

Polímero	Carácter iónico	Peso Molecular (10 ⁶ g/mol)	Estructura química	Monómero
P9	Catiónico (3% de cationicidad)	7 - 10		Copolímero de acrilamida – 2- <i>N</i> -acriloxi-2-etil- <i>N</i> -trimetil-cloruro de amonio
P14	No-iónico	2.5 – 4		Poliacrilamida (homopolímero de acrilamida)
P18	Aniónico (5% de anionicidad)	0.5		Polímero de acrilamida – acrilato de sodio (poliacrilamida parcialmente hidrolizada).

Se evaluó el comportamiento de los polímeros con el agua de inyección, y para evaluar el comportamiento de la solución polimérica al entrar en contacto con el agua de formación al inyectarse en el yacimiento, se efectuaron determinaciones reológicas considerando soluciones con mezclas de 50% agua de inyección – 50% agua de formación y 100% de agua de formación. La preparación y agitación de las soluciones poliméricas se realizó a temperatura ambiente, adicionándose la cantidad necesaria de polímero en polvo (1000 ppm) mientras se mantenía la agitación del agua de inyección o bien de la mezcla de agua de inyección – agua de formación; la agitación después de la adición del polímero se mantuvo durante un periodo de 24 horas y posteriormente se efectuaron las mediciones a una temperatura de $T = 87^{\circ}\text{C}$ y variando la velocidad de corte de 0.05 a 20 s^{-1} .

Las Figuras 6.14, 6.15 y 6.16 presentan el comportamiento reológico de los tres polímeros evaluados; de éstas Figuras es importante mencionar que las determinaciones realizadas a velocidades de corte menores a 1.0 seg^{-1} no mostraron un comportamiento confiable, ya que como se ha reportado en la literatura (Figura 6.17, tomada de Lake⁵), en el rango de bajas velocidades de corte las soluciones poliméricas presentan un comportamiento Newtoniano con viscosidad aparente constante, lo cual difiere con los valores medidos en el laboratorio; por lo anterior, en la siguiente discusión de los resultados sólo se consideran las mediciones realizadas a velocidades de corte mayores a 1.0 seg^{-1} .

La Figura 6.14 presenta el comportamiento reológico del polímero catiónico P9, $M = 7 - 10 \times 10^6 \text{ g/mol}$, del cual se puede concluir que con el agua de inyección se puede alcanzar una viscosidad aparente de 1.8 cp; así también se puede observar que la presencia del agua de formación no afecta su desempeño, ya que mantiene una viscosidad aparente de 1.8 cp y en el mejor de los casos se incrementa hasta 2 cp.

En la Figura 6.15 se muestra el comportamiento reológico del polímero no-iónico P14, $M = 2.5 - 4 \times 10^6 \text{ g/mol}$, del cual se puede concluir que con el agua de inyección no tiene un buen comportamiento ya que no logra incrementar la viscosidad aparente por arriba de 1.0 cp, sin embargo, su desempeño es mejorado con la presencia del agua de formación, incrementando la viscosidad aparente hasta 1.3 cp.

Para el polímero aniónico P18, $M = 0.5 \times 10^6 \text{ g/mol}$, la Figura 6.16 muestra su comportamiento reológico; para este polímero se concluye que tiene un buen desempeño con el agua de inyección alcanzando una viscosidad aparente del orden de 2.9 cp, sin embargo, es fuertemente afectado por la presencia de agua de formación, disminuyendo la viscosidad aparente hasta por debajo de 1 cp.

Los resultados respecto al comportamiento de la viscosidad aparente de las soluciones poliméricas analizadas, se resumen en la Tabla 6.13.

VI.- FACTIBILIDAD DE INYECCIÓN ASP EN EL ACTIVO CINCO PRESIDENTES

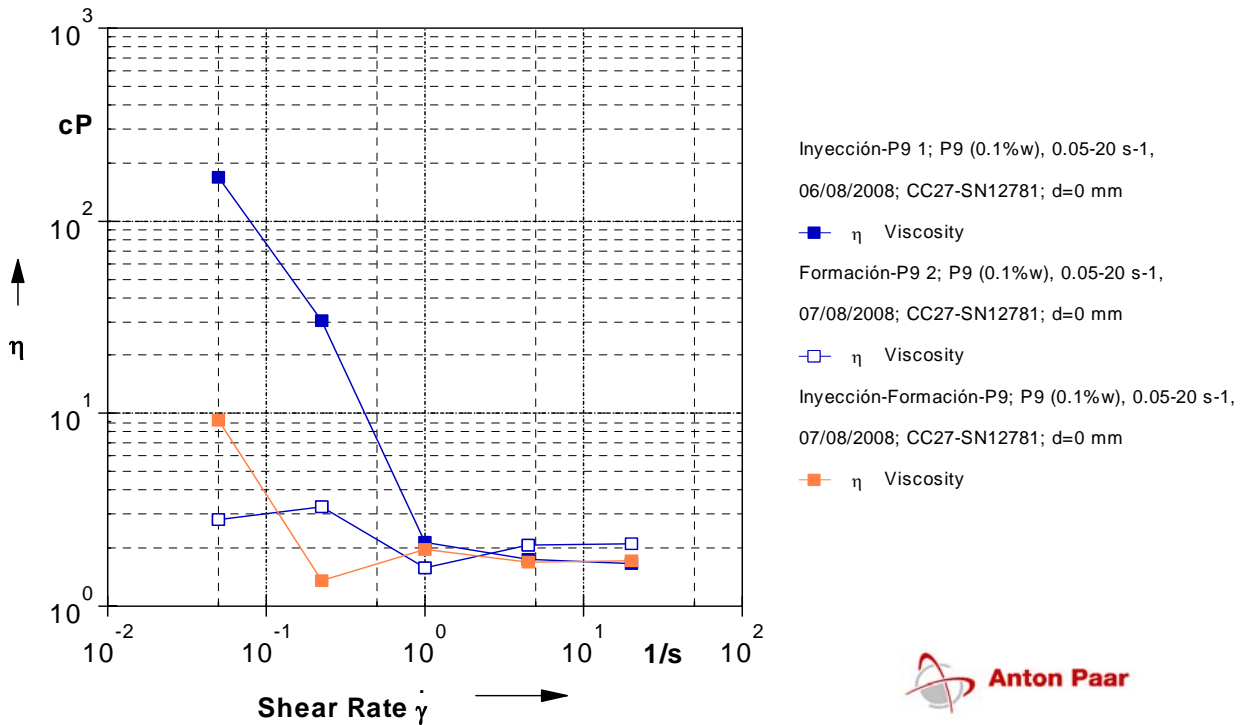


Figura 6.14. Comportamiento reológico del polímero P9 (catiónico, $M = 7 - 10 \times 10^6$ g/mol), concentración de 1000 ppm en 100% agua de inyección, 100% agua de formación y mezcla de 50% agua de inyección – 50% agua de formación; 1000 ppm, $T = 87^\circ\text{C}$. Muestras del campo Ogarrio.

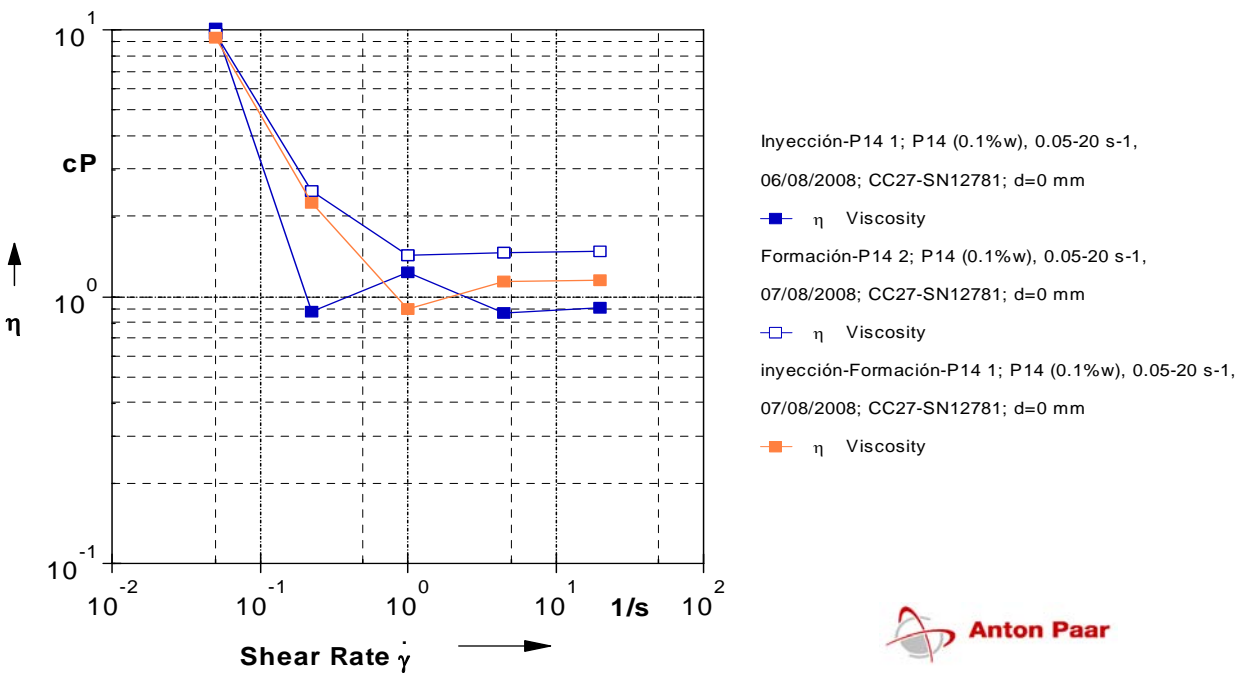


Figura 6.15. Comportamiento reológico del polímero P14 (no-iónico, $M = 2.5 - 4 \times 10^6$ g/mol), concentración de 1000 ppm en 100% agua de inyección, 100% agua de formación y mezcla de 50% agua de inyección – 50% agua de formación, $T = 87^\circ\text{C}$. Muestras del campo Ogarrio.

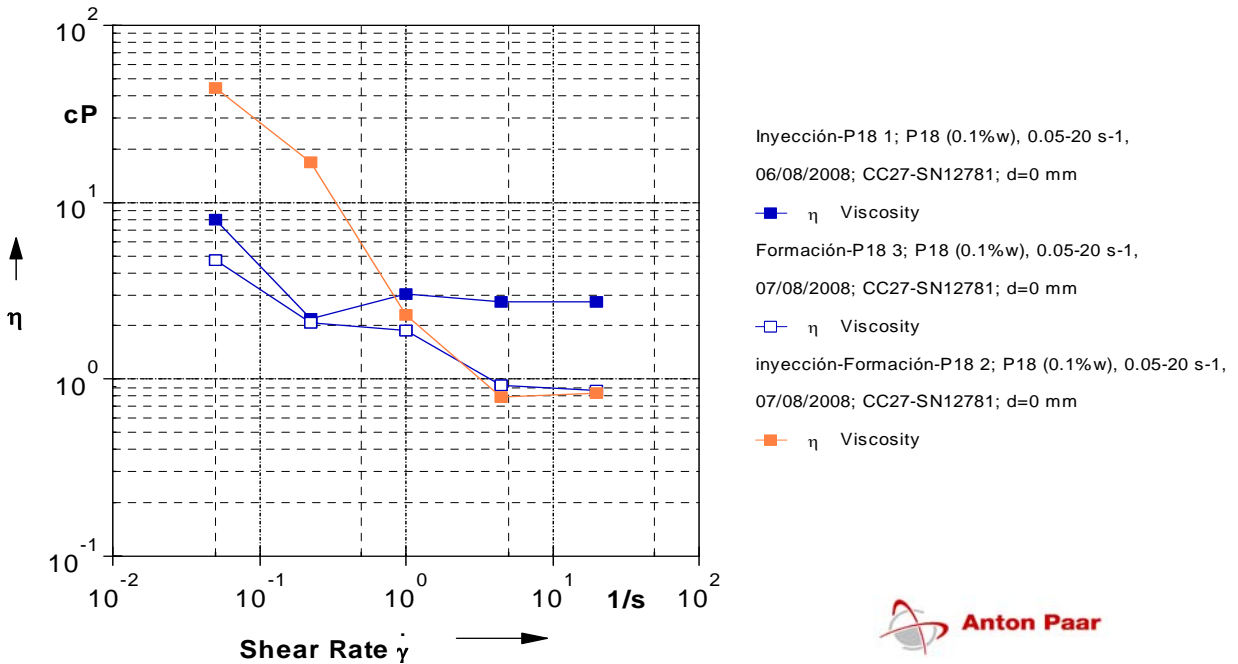


Figura 6.16. Comportamiento reológico del polímero P18 (aniónico, $M = 0.5 \times 10^6$ g/mol), concentración de 1000 ppm en 100% agua de inyección, 100% agua de formación y mezcla de 50% agua de inyección – 50% agua de formación, $T = 87^\circ\text{C}$. Muestras del campo Ogarrío.

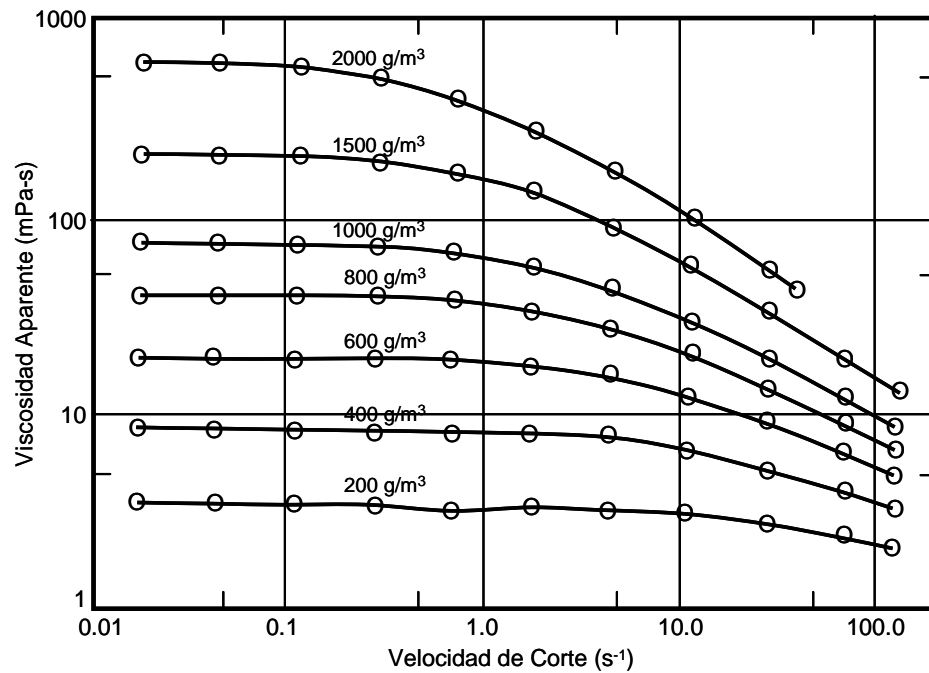


Figura 6.17. Viscosidad aparente de una solución polimérica contra velocidad de corte y concentración de polímero (según Tsaur, 1978, Lake⁵).

Tabla 6.13. Conclusiones generales del comportamiento reológico de los polímeros evaluados.

Polímero	Carácter iónico	Peso Molecular 10 ⁶ g/mol	Mezcla	μ_w (cp)	
				@ $S_R = 0.05 \text{ s}^{-1}$	@ $S_R = 20 \text{ s}^{-1}$
P9	Catiónico	7 - 10	100% AI	160	1.8
			50% AI + 50% AF	9.5	1.9
			100% AF	3	2.1
P14	No-iónico	2.5 - 4	100% AI	10	0.9
			50% AI + 50% AF	9.8	1.1
			100% AF	9.5	1.3
P18	Aniónico	0.5	100% AI	8	2.9
			50% AI + 50% AF	42	0.85
			100% AF	4.9	0.89

AI : Agua de Inyección.

AF: Agua de Formación.

VI.3.5. Determinación de Isotermas de Adsorción de Surfactantes.

De los agentes químicos utilizados en la Recuperación Mejorada por ASP, los surfactantes son los de mayor costo, por lo que es muy importante en el diseño de un proceso de este tipo, elegir la menor concentración posible de surfactante. Como se discutió en los capítulos anteriores, la concentración del surfactante y en general de los agentes químicos depende de las interacciones roca-fluidos; una de estas interacciones es su adsorción en el medio poroso, la cual se determinó para el caso de algunas formaciones del campo Ogarrio.

Para la determinación de las isotermas de adsorción, se tomó una muestra de +/- 1 kg de arena suelta del Núcleo No. 1 del pozo Ogarrio 1415, la cual debido a su estado físico mostrado en la Figura 6.10, sólo se puede ubicar por el número de la caja, que para el caso es la caja 7, que corresponde al metro 2416. El procedimiento requiere efectuar las determinaciones en arena de tamaño de malla 50 y 60, por lo que la muestra original de arena fue pasada a través de cedazos; para conseguir una cierta cantidad razonable de la arena clasificada, se procedió a moler el grano grueso en morteros.

Se evaluaron dos surfactantes catiónicos que fueron el MOJ-4 (bromuro de dodeciltrimetilamonio) y MOJ-5 (bromuro de tetradodeciltrimetilamonio). Las soluciones fueron preparadas con agua de inyección de Ogarrio y surfactante líquido, agitados manualmente.

El procedimiento experimental fue el siguiente:

- 1.- Lavado del mineral. Las muestras de arena malla 50 y 60 fueron colocadas dentro de dedales para permitir su lavado en un aparato soxhlet, que contenía una mezcla ternaria de solventes recomendada por el Instituto Francés del Petróleo (IFP), que consistió de 78% vol. de tolueno + 7% vol. de etylen diamina + 15% vol. de metil2 pyrrolidona; el tiempo de lavado fue de 24 horas. Aquí es importante resaltar lo crítico de esta etapa, debido a lo sensible que es este tipo de determinación a la suciedad que pudiera contener el mineral como consecuencia de una mala limpieza, o bien la contaminación durante el secado (compartir el horno de vacío con otras muestras); para las determinaciones de Ogarrio, fue necesario repetir las mediciones hasta en tres ocasiones, utilizando para el lavado, tolueno y mezcla de 60% cloroformo + 40% metanol, hasta que finalmente se utilizó la mezcla recomendada por el IFP.
- 2.- Secado de las muestras. Al retirar las muestras del aparato soxhlet, se procedió a secarlas por un periodo de 24 horas en un horno al vacío.
- 3.- Preparación de las muestras. Con ayuda de una balanza analítica, se prepararon del orden de 14 muestras en bieles pequeños, conteniendo cada uno +/- 0.5 g de mineral de una sola malla; a cada uno de los bieles con mineral se le agregaron 4 ml de solución de agua de inyección de Ogarrio con surfactante a diferentes concentraciones (de 0.002 a 3 %wt). La Figura 6.18 ilustra el procedimiento de preparación de las muestra.



Figura 6.18. Preparación de las muestras requeridas para la determinación de la isoterma de adsorción de surfactante para el mineral del Núcleo No. 1, pozo Ogarrío 1415.

- 4.- Agitación de las muestras. Como parte del procedimiento las muestras se dejan por un tiempo de 24 horas en agitación continua a 20 rpm, en el aparato que se muestra en la Figura 6.19.
- 5.- Medición de la longitud de onda. La concentración final de surfactante en la solución, se determina indirectamente a partir de la longitud de onda medida en el Espectrofotómetro UV mostrado en la Figura 6.20; en este aparato se analizan una a una las muestras obtenidas de los bieles después de las 24 horas de agitación, obteniéndose un espectro de longitud de onda para cada una de las concentraciones de surfactante analizadas.

El procedimiento experimental anterior se realizó a condiciones de laboratorio (presión y temperatura ambiental), excepto el lavado de mineral que se hace calentando los solventes a su punto de ebullición y secado del mismo, el cual se efectúa en un horno a presión de vacío.



Figura 6.19. Agitación de las muestras por 24 horas para la determinación de la isoterma de adsorción de surfactante para el mineral del Núcleo No. 1, pozo Ogarrío 1415.



Figura 6.20. Espectrofotómetro UV en donde se mide la longitud de onda de las muestras para la determinación de la isoterma de adsorción de surfactante para el mineral del Núcleo No. 1, pozo Ogarrío 1415.

Una vez concluido el procedimiento experimental anterior, la información obtenida (masa de mineral, masa de solución y longitud de onda) se procesa en una hoja de cálculo, obteniéndose la concentración final de surfactante en función de la longitud de onda; con este resultado se hace un balance de masa en el que se obtiene la masa de surfactante adsorbida por el mineral, expresada en mg de surfactante / g de mineral. La Figura 6.21 presenta las isothermas obtenidas y la Tabla 6.14 los valores de adsorción de las isothermas mostradas (por limitaciones de tiempo y disponibilidad de equipo sólo se obtuvieron las isothermas de adsorción del MOJ-4 y MOJ-5 con el mineral malla 50 del Núcleo No. 1, pozo Ogarrio 1415).

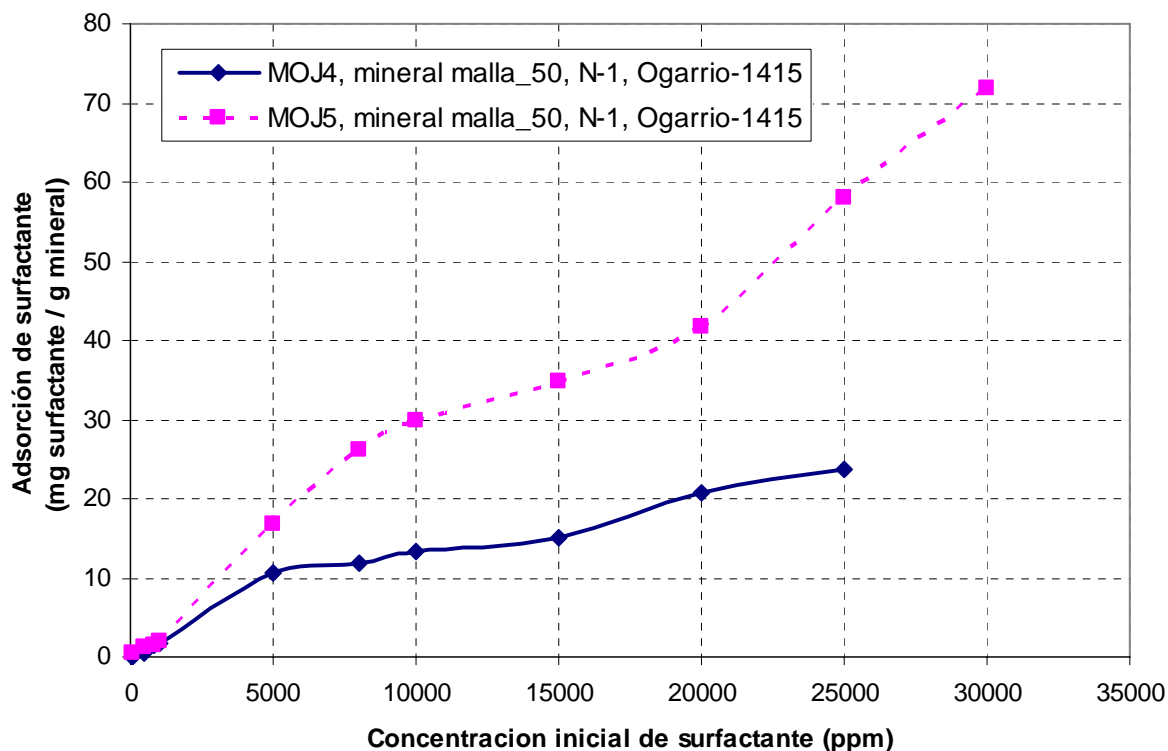


Figura 6.21. Isothermas de adsorción de surfactante, mineral malla 50 del Núcleo No. 1, pozo Ogarrio 1415.

Tabla 6.14. Adsorción de surfactante, mineral malla 50 del Núcleo No. 1, pozo Ogarrio 1415.

Concentración		Adsorción (mg surf / g mineral)	
(ppm)	(%wt)	MOJ-4	MOJ-5
100	0.01	0.09129	0.57218
500	0.05	0.58047	1.21168
800	0.08	1.3719	1.49134
1000	0.1	1.72442	1.97483
5000	0.5	10.67795	16.79814
8000	0.8	11.754	26.05571
10000	1	13.23869	29.90098
15000	1.5	15.15573	34.82805
20000	2	20.68741	41.83403
25000	2.5	23.59991	58.04674
30000	3		71.88352

VI.3.6. Determinación de la Tensión Interfacial con Soluciones Alcalinas.

En todo proceso de Recuperación Mejorada las interacciones fluido inyectado – fluido del yacimiento tienen un papel importante en el éxito del método. En el desplazamiento por agentes químicos (ASP), una propiedad importante resultado de la interacción antes mencionada, es la Tensión Interfacial agua-aceite alcanzada con la aplicación del álcali; la medición de dicha Tensión Interfacial es básica en el proceso químico, ya que a partir de ésta puede determinarse si es factible inyectar el álcali como agente reductor de tensión interfacial. Antes de presentar las tensiones interfaciales medidas, se presenta una descripción breve de los métodos de medición existentes, incluyendo el método utilizado en este trabajo.

Drelich y cols.⁷⁸ hacen una recopilación de la literatura técnica referente a la determinación de la Tensión Interfacial, agrupando los métodos existentes en los cinco grupos siguientes:

- i.- Métodos que usan microbalanza (Plato de Wilhelmy, tensiómetro de aros).
- ii.- Medición de presión capilar (presión máxima de burbuja, gota creciente).

- iii.- Análisis de fuerzas capilares-gravitacionales (elevación capilar, volumen de gota).
- iv.- Gota distorsionada por gravedad (gota pendiente).
- v.- Gota distorsionada por fuerza (gota rotatoria, micropipeta).

En el trabajo también se presenta una tabla comparativa que sirve de guía para seleccionar el método de medición; para el caso de sistemas líquido-líquido los métodos aplicables son: presión máxima de burbuja, gota pendiente y elevación capilar, aunque el último de los métodos presenta mucha dificultad experimental. En el trabajo de laboratorio presente desarrollado en el IMP, se utilizó el método de gota pendiente a condiciones de yacimiento.

El método de gota pendiente consiste en generar gotas a condiciones de p y T , caracterizando la gota a condiciones de deformación máxima y a condiciones de equilibrio, mediante la medición de dos longitudes características que son: (a) el diámetro ecuatorial D y (b) el diámetro d ubicado a la distancia D a partir de la cima de la gota; estas longitudes características se muestran en la Figura 6.22. La Tensión Interfacial se determina con la ecuación siguiente:

$$\sigma = \frac{\Delta\rho g D^2}{H} . \quad (6.1)$$

El parámetro H depende del factor de forma $S = d/D$, y puede obtenerse de tablas o bien, calcularse con la siguiente ecuación empírica:

$$\frac{1}{H} = \frac{B_4}{S^a} + B_3 S^3 - B_2 S^2 + B_1 S - B_0 , \quad (6.2)$$

donde a , B_1 , B_2 , B_3 y B_4 son constantes empíricas para un cierto rango de S .

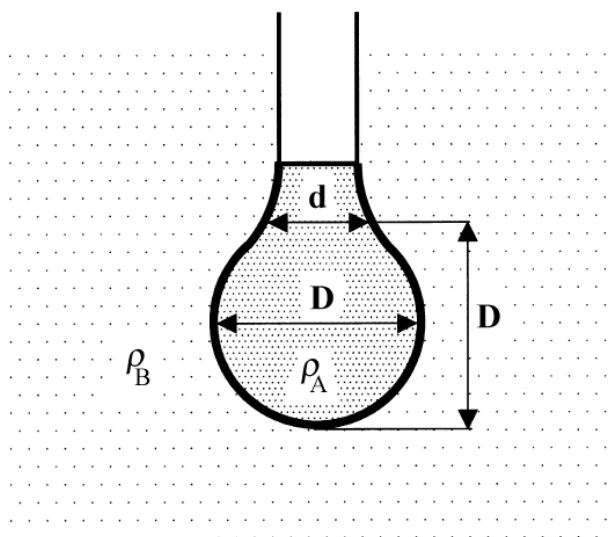


Figura 6.22. Gota pendiente.

Preparación de las soluciones alcalinas. Se decidió evaluar el hidróxido de sodio (NaOH), debido a que el objetivo principal de esta medición es determinar el nivel de disminución de la tensión interfacial que se puede lograr con el álcali; como se estableció en los antecedentes del proceso ASP, de los diferentes tipos de álcali utilizados en la industria, el hidróxido de sodio disminuye la tensión interfacial más que cualquiera de los otros álcalis.

Para establecer la isoterma de tensión interfacial y determinar un rango óptimo de concentraciones, se prepararon cinco soluciones alcalinas a concentraciones de 0.05, 0.1, 0.5, 1.0 y 1.5 %wt de NaOH, de acuerdo a la formulación presentada en la Tabla 6.15. También se determinó la densidad y pH de las soluciones y se presentan en la misma Tabla 6.15.

Medición de la Tensión Interfacial. Para realizar la medición se procede a colocar las muestras en balas p - T que se colocan y conectan en el sistema de medición, el cual consiste de los elementos siguientes:

Tabla 6.15. Soluciones alcalinas evaluadas.

Concentración de la solución alcalina (%wt)	Formulación	pH	Densidad* (g/cm ³)
0	AI (Agua de inyección)	8.23	0.977110
0.05	500ml de AI + 0.25g de NaOH	12.76	0.977649
0.1	500ml de AI + 0.5g de NaOH	13.33	0.978801
0.5	500ml de AI + 2.5g de NaOH	14.24	0.979846
1	500ml de AI + 5g de NaOH	14.42	0.984132
1.5	500ml de AI + 7.5g de NaOH	14.60	0.989508

* Medida a $p = 2280$ psi y $T = 87^{\circ}\text{C}$

- 1 Bala p - T conteniendo la solución alcalina.
- 1 Bala p - T conteniendo el aceite de Ogarrío
- 1 Celda p - T con ventanas de cristales de cuarzo y capilar.
- 1 Bomba de compresión de líquido.
- 1 Celda contenedora de calor.
- 1 Resistencia eléctrica.
- 1 Lámpara.
- 1 Cámara fotográfica.
- 1 Computadora portátil.
- Sensores de presión y temperatura.
- Líneas y válvulas de conexión.

La Figura 6.23 presenta un esquema que ilustra el sistema de medición y sus elementos; la Figura 6.24 presenta el sistema real. La medición se realizó empleando el procedimiento general siguiente:

- 1.- Se prueba el sistema con presión para verificar que no existan fugas y en su caso se procede a corregirlas.
- 2.- Se conecta la resistencia eléctrica para elevar la temperatura y se aísla el sistema con la celda contenedora de calor.

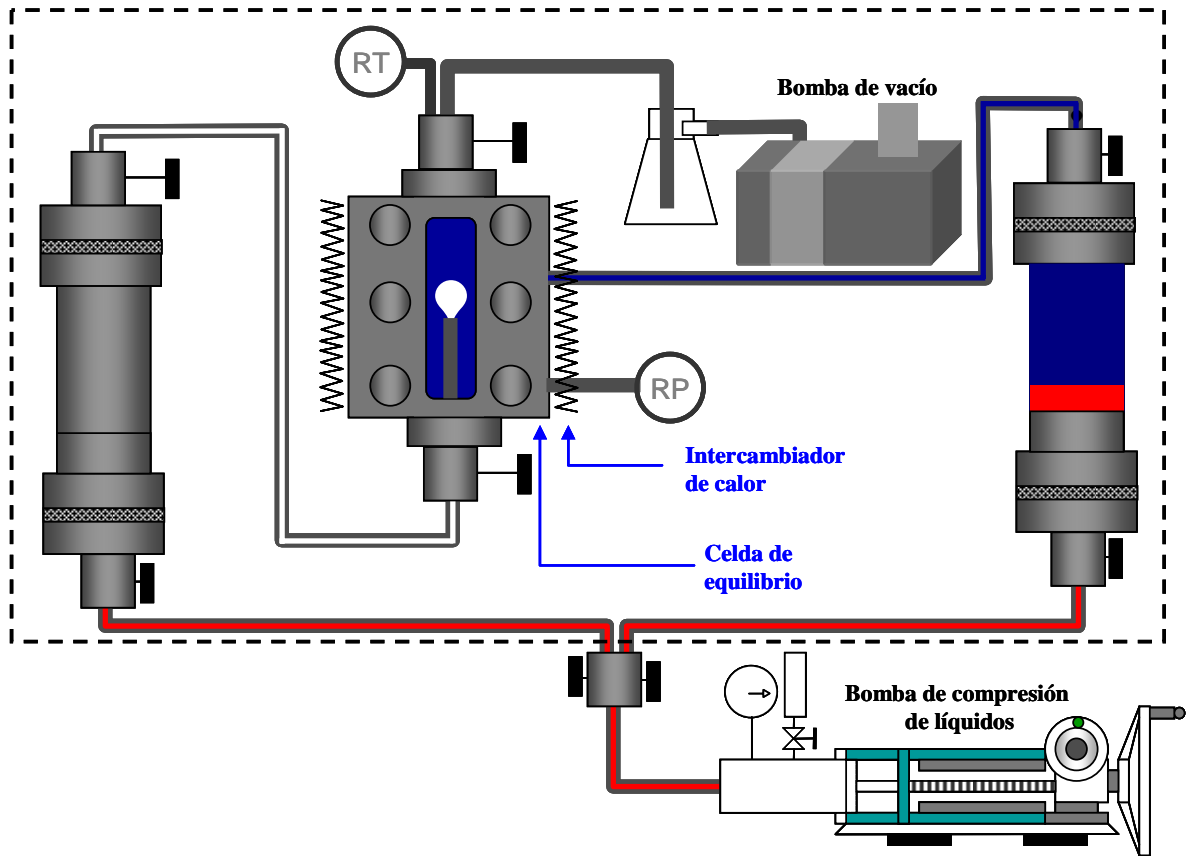


Figura 6.23. Esquema del sistema para la medición de la Tensión Interfacial.



Figura 6.24. Sistema para la medición de la Tensión Interfacial.

- 3.- Se espera a que el sistema alcance las condiciones de p y T de medición, regulando la presión con la bomba de compresión de líquido.
- 4.- Una vez alcanzada las condiciones de p y T se procede a generar una gota con el capilar y a tomar fotografías continuas, verificando que se obtenga una gota con la deformación máxima y a condiciones estabilizadas, como se muestra en la Figura 6.25.
- 5.- Se determinan las longitudes características y se calcula la Tensión Interfacial.

Las tensiones interfaciales medidas se presentan en la Tabla 6.16, y en la Figura 6.26 se presenta el comportamiento gráfico. En la medición con la solución alcalina al 1.0 %wt de NaOH, se tuvo un problema con los sellos del sistema, lo cual no permitió efectuar la medición, por lo que no se presenta la Tensión Interfacial para dicha solución.

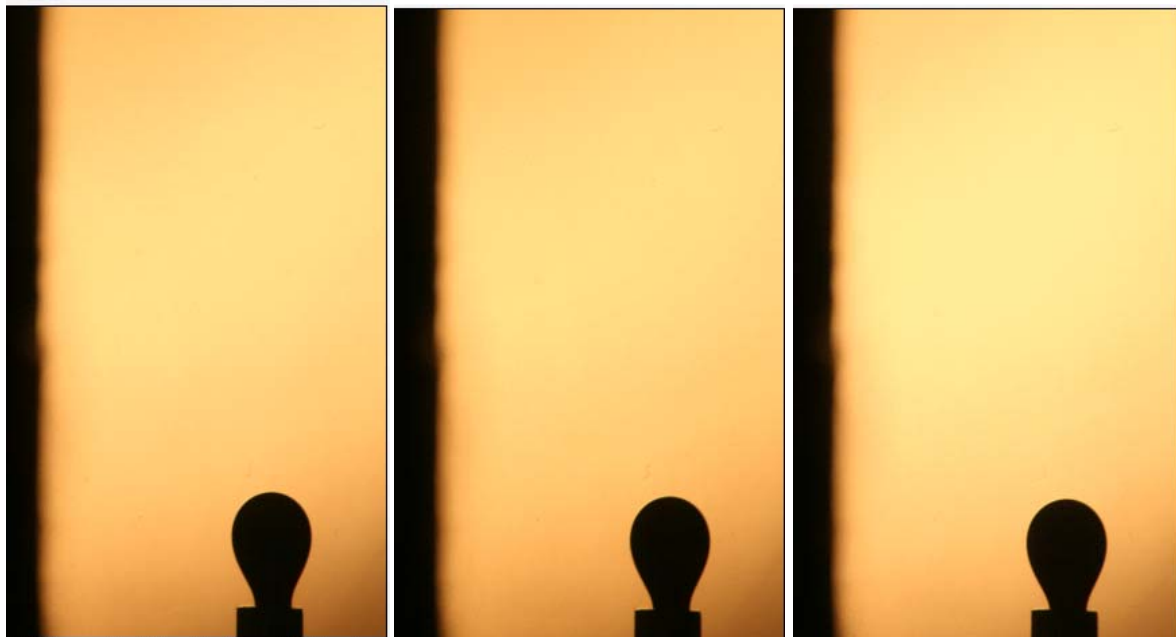


Figura 6.25. Serie fotográfica de la gota pendiente del sistema Aceite de Ogarrio – Agua de Inyección de Ogarrio + 0.1 %wt de NaOH, para la determinación de la Tensión Interfacial.

Tabla 6.16. Tensión Interfacial medida en el sistema Aceite de Ogarrio – Soluciones Alcalinas a diferentes concentraciones de NaOH.

Concentración de la solución alcalina (%wt)	Formulación	pH	Tensión Interfacial* (dinas/cm)
0	AI (Agua de inyección)	8.23	16.242157
0.05	500ml de AI + 0.25g de NaOH	12.76	7.965461346
0.1	500ml de AI + 0.5g de NaOH	13.33	3.881407668
0.5	500ml de AI + 2.5g de NaOH	14.24	5.016130102
1.5	500ml de AI + 7.5g de NaOH	14.60	7.171800674

* Medida a $p = 2280$ psi y $T = 87^{\circ}\text{C}$

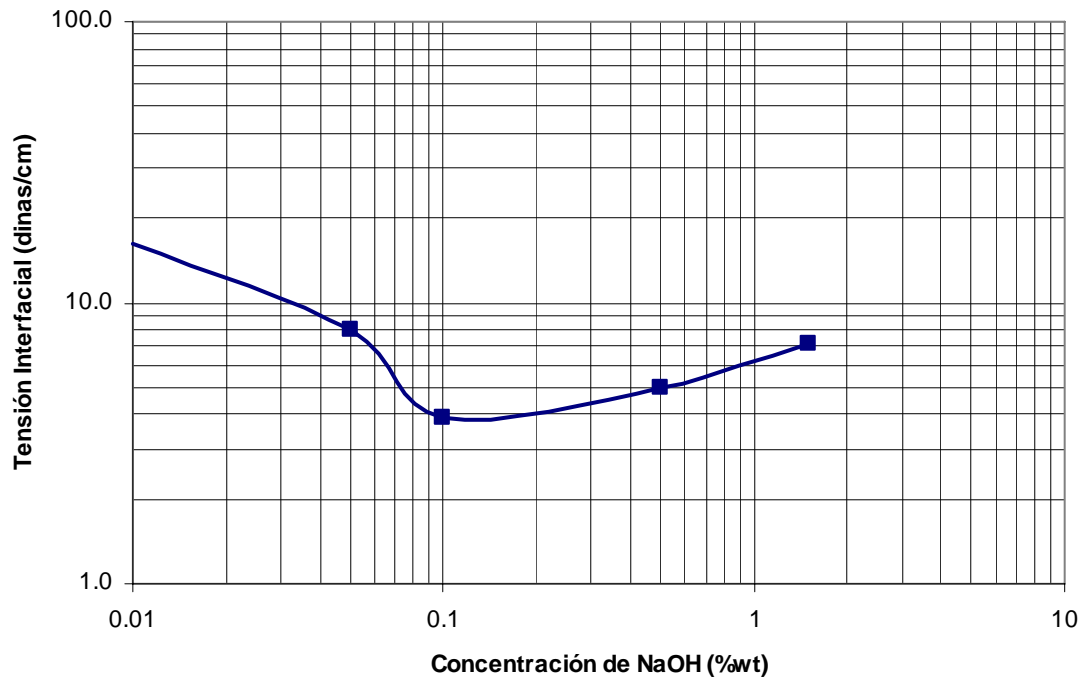


Figura 6.26. Comportamiento de la Tensión Interfacial para el sistema Aceite de Ogarrio – Soluciones Alcalinas a diferentes concentraciones de NaOH.

VI.3.7. Pruebas de Desplazamiento.

Las pruebas de desplazamiento en núcleos de la formación a pesar de las condiciones controladas bajo las que se realizan, es uno de los procesos que mejor se aproxima al comportamiento real que se tendría en el campo. Los objetivos principales de estas pruebas son: (a) estudiar la inyektividad y el comportamiento reológico de las soluciones inyectadas, y (b) estudiar la recuperación de aceite. Los estudios del incremento en la recuperación generalmente son evaluaciones terciarias que se comparan con el comportamiento secundario (desplazamiento por inyección de agua); la diferencia en el volumen de hidrocarburos recuperado sirve de base para la evaluación económica del método estudiado.

El estado físico de los Núcleos 1 y 2 del pozo Ogarrio 1415, no permitió recuperar tapones consolidados en los que se pudieran llevar a cabo pruebas de desplazamiento, por lo que en este aspecto el estudio presente quedó limitado a recomendar dichas pruebas con base en el análisis de los resultados obtenidos en las pruebas previas (siguiente punto VI.4). Sin embargo, es importante mencionar que en su momento (cuando el corte del núcleo era reciente), se efectuaron dos pruebas de desplazamiento por inyección de agua, cada una en un grupo distinto de tapones del Núcleo 2 del pozo Ogarrio 1415⁷⁷; la Tabla 6.17 y la Figura 6.27 presentan los resultados principales de las pruebas descritas a continuación.

Tabla 6.17. Resumen de la pruebas de desplazamiento por inyección de agua.

PROPIEDADES DE LAS MUESTRAS						AGUA INYECTADA		Recuperación de aceite (%)	S _{wi} (%)	S _{or} (%)	k _o @ S _{wi} (md)	k _w @ S _w = (1-S _{or}) (md)
Grupo	Muestras	Núcleo	Profundidad (m)	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)	Tipo	Volumen Inyectado (VP)					
3	SP001	2	2634.32	21.58	88.76	AD	1.28	79.16%	42.02	12.08	8.2570	1.3228
	SP005	2	2634.56	22.00	111.07							
	SP026	2	2636.10	23.50	102.70							
	Promedio armónico:			22.36	100.02							
4	SP002	2	2634.38	20.53	77.28	50% AD + 50% AF	1.68	82.76%	41.69	10.05	7.7668	1.2699
	SP015	2	2635.40	21.35	68.70							
	SP020	2	2635.71	22.00	89.98							
	Promedio armónico:			21.29	77.77							

AD: Agua dulce

AF: Agua de formación

Inyección de Agua Dulce en el grupo 3. Del Núcleo 2 del pozo Ogarrio 1415 se seleccionaron las muestras SP001, SP005 y SP026 para formar el grupo 3, en el que se efectuó el desplazamiento por inyección de agua dulce. Para este grupo el promedio armónico de la porosidad es de 22.36 % y el promedio armónico de la permeabilidad es de 100.02 md. Del desplazamiento se obtuvo una saturación del aceite residual (S_{or}) de 12.08% y una recuperación final de 79.16 % a 1.28 VP de agua inyectada. La permeabilidad efectiva al aceite a la saturación de agua correspondiente a la irreducible (S_{wi}) es de $k'_o = 8.2570$ mD y la permeabilidad efectiva al agua a la saturación de agua igual a $(1 - S_{or})$ es de $k'_w = 1.3228$ mD.

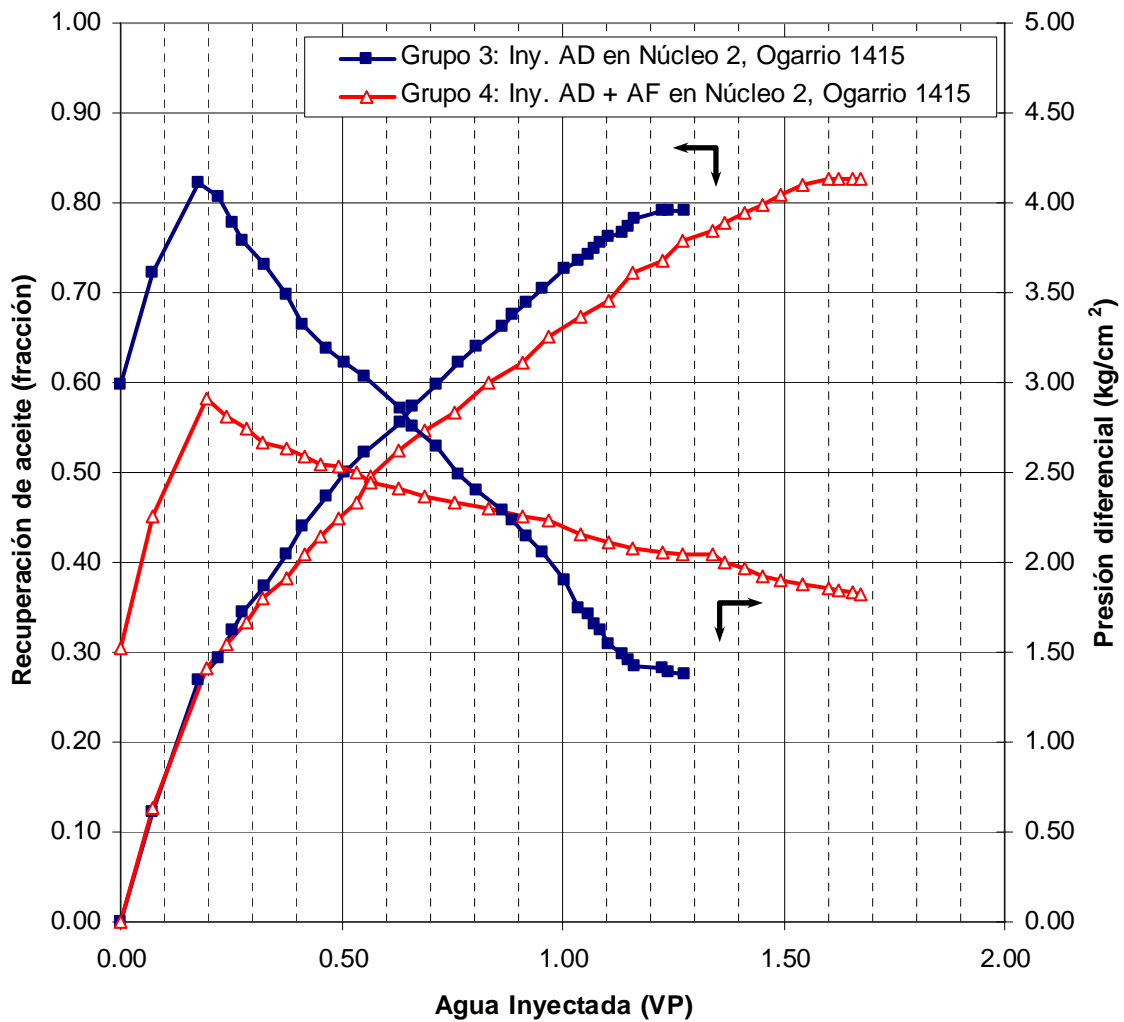


Figura 6.27. Comportamiento de las pruebas de desplazamiento por inyección de agua.

Inyección de 50 % Agua Dulce y 50 % Agua de Formación en el grupo 4. Se seleccionaron otras tres muestras del Núcleo 2 del pozo Ogarrio-1415 para formar el grupo 4 (SP002, SP015 y SP020), en el que se efectuó un desplazamiento por inyección de una mezcla de 50 % agua dulce y 50 % de agua de formación. El arreglo del grupo 4 presentó un promedio armónico de la porosidad de 21.29 % y un promedio armónico de la permeabilidad de 77.77 md. Con el desplazamiento se obtuvo una $S_{or} = 10.05$ % y una recuperación final de 82.76 % con 1.68 VP de agua inyectada. Se midió $k'_o = 7.7668$ md a la S_{wi} y $k'_w = 1.2699$ md a $S_w = 1 - S_{or}$.

Las condiciones del yacimiento y los parámetros de los fluidos fueron las siguientes:

Presión de sobrecarga:	502.14 kg/cm ²
Presión de yacimiento:	251.6 kg/cm ²
Temperatura de yacimiento:	84.5°C
Salinidad de la salmuera simulada de formación (NaCl):	221000 ppm
Densidad de la salmuera:	1.1421 gr/cm ³ @ 80°C
Viscosidad de la salmuera:	0.6396 cp @ 80°C
Densidad del aceite:	0.8075 gr/cm ³ @ 80°C
Viscosidad del aceite:	1.8455 cp @ 80°C

VI.4. Factibilidad de Inyección ASP.

Antes de decidir si es o no conveniente desviar recursos económicos para estudiar a detalle la implantación de un mecanismo de Recuperación Mejorada en un campo petrolero, es conveniente efectuar mediciones de laboratorio básicas que ayuden a determinar la factibilidad de aplicación del método analizado.

En el presente trabajo se eligió analizar la factibilidad de inyección de productos químicos en el campo Ogarrio, porque desde un punto de vista práctico, parecería

posible reacondicionar la planta de inyección de agua para agregar los productos químicos a la corriente de agua de inyección, y también porque las características generales del campo cumplen con los criterios de escrutinio de Taber; sin embargo, estas dos razones no son suficientes para determinar con certeza la factibilidad del proyecto, por lo que se planteó como objetivo de este trabajo, medir en laboratorio propiedades básicas de los fluidos y roca del yacimiento, así como las interacciones roca-fluido y fluido-fluido.

En este apartado se analizarán y discutirán los resultados obtenidos en el laboratorio, complementados con la teoría presentada en el desarrollo del presente trabajo, para en base a este razonamiento concluir la factibilidad de aplicación de un proceso ASP al campo Ogarrio. El análisis se realizará con base en tres puntos principales: (1) La inyección de agua y las soluciones poliméricas, (2) Adsorción de surfactantes, (3) Disminución de la Tensión Interfacial, y. (4) Pruebas de desplazamiento.

(1) La inyección de agua y las soluciones poliméricas. Como punto de partida se caracterizaron los fluidos del yacimiento (aceite y agua de formación) y el agua de inyección para garantizar su representatividad para las condiciones de este yacimiento, de donde se determinó que las muestras cumplen con este requerimiento. Entre las mediciones realizadas están las viscosidades a condiciones del yacimiento y las permeabilidades efectivas del aceite y agua, a partir de las cuales se puede determinar la relación de movilidad; para realizar este cálculo suponiendo un proceso de desplazamiento tipo pistón imperfecto (Buckley – Leverett), la movilidad del agua se debe evaluar a las condiciones de S_w media en la zona del banco de agua (que sería constante hasta el momento de irrupción, pero que cambiaría después de la irrupción, y por lo tanto también la movilidad), mientras que la movilidad del aceite se debe de evaluar a condiciones del banco de aceite, sin embargo, no se cuenta con la determinación de curvas de permeabilidad relativa que permitirían obtener la k_o y k_w a cualquier S_w . Por lo anterior, suponiendo un desplazamiento del tipo pistón perfecto, de la ecuación 3.14 tenemos:

$$M = \frac{k_w \mu_o}{\mu_w k_o} \quad (3.14)$$

Considerando el agua de inyección:

$$M = \left(\frac{1.3228}{0.273} \right) \left(\frac{2.027}{8.2570} \right) = 1.1895 .$$

Para el agua de formación:

$$M = \left(\frac{1.3228}{0.6396} \right) \left(\frac{2.027}{8.2570} \right) = 0.5078 .$$

De los resultados anteriores puede concluirse que para el agua de inyección la relación de movilidad es un poco desfavorable; sin embargo, se puede considerar aceptable, sobre todo si se toma en cuenta que el aceite al cual se le midió la viscosidad es un aceite muerto, por lo que es razonable esperar que para el aceite vivo, la viscosidad será menor, mejorando la relación de movilidad anterior. Por lo anterior, puede concluirse que la inyección de agua sola tiene condiciones favorables en el campo Ogarrio.

De las determinaciones reológicas de las soluciones poliméricas, se puede concluir que la viscosidad del agua de inyección puede incrementarse entre 1.8 y 2 cp, lo cual mejoraría todavía más la relación de movilidad anterior. De los resultados de laboratorio, se determina que para el campo Ogarrio se prefiere el polímero catiónico debido a que su buen desempeño se mantiene en presencia del agua de formación, no así el polímero aniónico (Figuras 6.14, 6.15y 6.16). Una forma de mejorar la relación de movilidad, sin el uso de soluciones poliméricas es emplear una salmuera con cierta salinidad (mezcla de agua dulce + agua de formación cuya viscosidad es mayor que la del agua dulce sola). Las pruebas de desplazamiento por inyección de agua efectuadas en los núcleos de Ogarrio apoyan las conclusiones anteriores, ya que las recuperaciones obtenidas fueron de 79.16% y 82.76%, siendo la recuperación más alta la obtenida con la mezcla de 50% agua dulce + 50% agua de formación, es decir, la

eficiencia de desplazamiento por inyección de agua dulce, puede mejorarse incrementando su salinidad, lo cual tiene un efecto ligero en la viscosidad, que es suficiente (para este caso particular de Ogarrio) para mejorar la relación de movilidad (esto probablemente también fue influenciado por el hecho de que a salinidades mayores, el efecto de hinchamiento de las arcillas es menor).

Por la conclusión anterior, las soluciones poliméricas pudieran considerarse bajo el enfoque de mejorar la eficiencia de desplazamiento debido a la propiedad tanto del Factor de Resistencia como del Factor de Resistencia Residual, los cuales ayudarán a distribuir el frente de agua hacia zonas que previamente no hayan sido alcanzadas por el frente de desplazamiento, mejorando la eficiencia volumétrica, lo que implicaría entre otras cosas, diseñar un proceso en el cual se tenga el máximo Factor de Resistencia Residual. Un diseño de este tipo puede apoyarse en la heterogeneidad esperada en el yacimiento, inferida a partir de los coeficientes de variación de permeabilidad del campo Ogarrio, que son del orden de 0.45 a 0.91.⁷⁵

Sin embargo, antes de continuar con la idea planteada anteriormente de utilizar las soluciones poliméricas en el campo Ogarrio basado en la alta heterogeneidad que presenta, es importante considerar otro detalle, y es el efecto de la composición del agua de formación sobre la solución polimérica. Como se recordará de los antecedentes revisados en este trabajo, las soluciones poliméricas son vulnerables a la degradación química debida principalmente a la presencia de iones divalentes, al oxígeno y al efecto de la temperatura. Los cationes divalentes como Ca^{2+} y Mg^{2+} afectan la hidrólisis de las poliacrilamidas y por lo tanto la estabilidad de la solución o tendencia a flocular. Por otra parte, si en el agua de la formación existen cantidades pequeñas de Fe^{2+} , y si durante el manejo de la solución polimérica en superficie se introduce oxígeno, los cationes de hierro podrían oxidarse produciendo Fe^{3+} , lo que podría flocular las poliacrilamidas y a los polisacáridos o biopolímeros. Para el caso del agua de formación del campo Ogarrio, su composición resultó con alto contenido de Ca^{2+} (26,000 ppm) y en menor cantidad Mg^{2+} (3,768 ppm) y Fe^{2+} (2.89 ppm), lo que la hace agresiva para los polímeros.

El estudio de Ryles³⁶ demostró que: (1) los iones de Ca^{2+} tienen mayor efecto negativo que los iones de Mg^{2+} ; (2) a temperaturas $> 70^{\circ}\text{C}$ ($> 158^{\circ}\text{F}$) las poliacrilamidas están limitadas a salinidades menores a 200 ppm de Ca^{2+} . De 60 a 70°C (140 a 158°F), su desempeño depende principalmente de la concentración de iones divalentes y del peso molecular del polímero; (3) La degradación de la xantana es independiente de los iones divalentes, pero es función de la temperatura. Está limitada a aplicaciones $< 70^{\circ}\text{C}$ ($< 158^{\circ}\text{F}$) y (4) Ninguno de los polímeros naturales estudiados tiene estabilidad aceptable a 90°C (194°F). Aunque en la actualidad ya se cuenta con polímeros más resistentes a la temperatura, la degradación química por los iones divalentes sigue siendo una debilidad de los mismos.

Aunque en las mediciones reológicas de las soluciones poliméricas evaluadas, sólo se observó en algunos casos un leve efecto negativo sobre la viscosidad, en primera instancia no se recomendaría el uso de polímeros en el campo Ogarrio, sin embargo, se considera conveniente realizar un estudio más detallado, empleando polímeros de última generación, antes de descartar definitivamente su uso en este campo.

(2) Adsorción de surfactantes. La pérdida de los agentes químicos debido a la adsorción de la formación, es un aspecto importante que debe tenerse en cuenta en el diseño de un proceso de recuperación mejorada por inyección de químicos, debido a que esto impacta a la economía del proceso. La concentración de polímero y surfactante que se determine en el diseño de un proceso químico, debe ser tal que satisfaga la adsorción de la formación y que además permita lograr su objetivo hasta llegar al pozo productor (los polímeros deben mantener la viscosidad alta y los surfactantes la tensión interfacial baja). Por esta razón, un criterio general de selección de los agentes químicos a inyectar, es evaluar estas propiedades para diferentes tipos de surfactantes y polímeros, para seleccionar el de menor adsorción, pues esto representa menor cantidad de agente químico a utilizar y por lo tanto un menor costo del proceso.

En este trabajo sólo fue posible evaluar la adsorción de dos tipos de surfactantes; de los resultados obtenidos fue posible hacer una selección preliminar del tipo de surfactante que podría utilizarse. Suponiendo una concentración de surfactante de 0.1%wt, factible de utilizar por experiencia de campo reportada en la literatura técnica (límite inferior de la Tabla 5.7), la adsorción medida para el MOJ-4 es de 1.72442 mg surfactante / g mineral, mientras que para el MOJ-5 es de 1.97483 mg surfactante / g mineral; estos resultados permiten seleccionar preliminarmente al MOJ-4 por ser el menos adsorbido por la formación (Figura 6.21). Para tener una referencia de la adsorción de surfactante en relación a otros campos, se tienen las mediciones de adsorción siguientes:

Surfactante Sa	1.5 mg/g	(Daqing, Ref. 65).
Surfactante ORS-41	2.2 mg/g	(Daqing, Ref. 65).

Por comparación, la adsorción de 1.72442 mg surfactante / g mineral del MOJ-4 es un valor intermedio; por otro lado, se debe aclarar que la adsorción medida se efectuó a condiciones estáticas y en general en el campo se tendrá una adsorción dinámica, la cual ya se ha demostrado, que resulta ser menor por no contactar toda la roca del yacimiento (volumen poroso inaccesible).

Es importante resaltar que esta etapa de la evaluación de la adsorción de surfactante se quedó corta al evaluar sólo dos tipos, ya que es recomendable cubrir un mayor número de surfactantes para tener una evaluación más confiable; por esta razón se ha mencionado que el MOJ-4 es una selección preliminar, además de que este surfactante también deberá ser evaluado por el comportamiento de la Tensión Interfacial con el aceite del campo.

(3) Disminución de la Tensión Interfacial. El Número ácido determinado para el aceite muerto del campo Ogarrio de $N_A = 0.15$ g KOH / g aceite, da una idea inicial de que el aceite de campo al interactuar con la solución alcalina generará poco surfactante in-situ, teniendo como probable consecuencia que la disminución de la tensión interfacial agua-aceite no sea suficiente para alcanzar un valor ultrabajo. Para validar esta conclusión inicial, se midió la tensión interfacial agua-aceite.

De las mediciones efectuadas se observó una disminución máxima de 16.24 a 3.88 dinas/cm, sin alcanzar un valor de Tensión Interfacial ultrabajo (Figura 6.26). Como se mencionó en el Capítulo IV en el apartado de desplazamiento alcalino, para obtener incrementos sustanciales de la recuperación de aceite, es necesario disminuir el Número Capilar en el rango de $10^{-4} \leq N_{ca} \leq 10^{-2}$, lo que es factible lograr disminuyendo la Tensión Interfacial a un valor ultrabajo (TIF < 0.01 dinas/cm), lo cual no fue posible para el caso del campo Ogarrio, ya que no se consiguió obtener un rango óptimo de concentración de álcali en el que se alcance una tensión interfacial ultrabaja, por lo que el uso de álcali está limitado en este caso.

En la literatura técnica consultada en este trabajo, se tienen casos históricos como el caso del campo Daqing^{11,12}, en el cual el aceite analizado tiene un $N_A < 0.5$ mg KOH / g de aceite y en el cual se consiguieron valores de Tensión Interfacial ultrabajos; sin embargo, las concentraciones de surfactante fueron altas, hasta del orden de 0.3 %wt; por esta razón, sería recomendable para Ogarrio buscar un surfactante que proporcione la Tensión Interfacial ultrabaja y considerar siempre la evaluación económica debido a los altos costos de los surfactantes. Es importante mencionar que en Daqing los costos fueron reducidos, construyendo su propia planta para producir los surfactantes y polímeros requeridos en su campo⁶⁰; esto podría ser una opción que tal vez convenga a la empresa y que se debe analizar, pues como empresa, se tienen los recursos técnicos.

En relación a las soluciones alcalinas se debe considerar su interrelación con la formación, ya que existen reacciones roca-álcali que desgastan o consumen el álcali de manera importante, especialmente cuando la roca contiene arcillas, como el caso de Ogarrio. Para el campo en general se tienen análisis mineralógicos que presentan bajo contenido de arcillas (de 0.65 a 6.37%), sin embargo el núcleo más reciente (Ogarrio 1415) y que se utilizó en este trabajo presentó valores altos de arcillosidad (de 13 a 33%), lo que pone en alerta este aspecto de la mineralogía. Se deberá recordar que la interacción de las arcillas (originalmente en equilibrio con el agua de formación) y la solución alcalina puede ocasionar (i) Intercambio iónico superficial, (ii) Reacciones iónicas, (iii) Precipitación de hidróxidos, (iv) Formación de nuevos minerales, (v) Precipitación de silicatos, (vi) Precipitación de carbonatos. De estudios de laboratorio⁴⁴ se determinó el grado de reactividad de los minerales: la más alta fue para la caolinita y la gipsonita; moderadamente alta para la montmorillonita, illita, dolomita, y zeolita; moderadamente baja para el feldespato, clorita y cuarzo fino; baja para el cuarzo; e insignificante para la calcita. La mineralogía de los Núcleos del pozo Ogarrio 1415 se presenta en la Tabla 6.11.

(4) Pruebas de desplazamiento. El estado físico de los Núcleos disponibles del campo Ogarrio (arena suelta y pedacería) redujeron las expectativas de realizar pruebas de desplazamiento, aunado a las dificultades de alcance en tiempo de este trabajo, por lo que no fue posible realizar dichas pruebas; sin embargo, con las mediciones realizadas se definió como posible opción, pero con mucho riesgo el desplazamiento polimérico, por lo que se recomienda evaluar este método de Recuperación Mejorada con pruebas de desplazamiento.

En resumen se puede decir que el principio del ASP de reducir los costos de la inyección de agentes químicos utilizando el álcali, en el caso del campo Ogarrio parecería poco probable, considerando la limitada información con la que se contaba, así como el hecho de no poder realizar un estudio de laboratorio lo suficientemente amplio, pues por un lado la disminución de la Tensión Interfacial con el álcali no es

suficiente por lo que se hace necesario utilizar mayores cantidades de surfactante y por otro, la adsorción del surfactante otra área de oportunidad del álcali, parecería no ser muy alta por lo que tampoco ayudaría de mucho.

Tomando en consideración únicamente la limitada cantidad de información reunida en este trabajo, la opción más viable resultaría ser la inyección de polímeros, aunque como se comentó en su oportunidad, este sólo es recomendable maximizando su Factor de Resistencia Residual para incrementar el volumen de roca barrido, lo cual significa diseñar un proceso que permita que el polímero utilizado sea adsorbido por la formación, lo que representaría un mayor gasto. Por esta razón se recomienda evaluar el comportamiento de las soluciones poliméricas en núcleos del yacimiento y considerar la opción de evaluar el comportamiento de la combinación surfactante-polímero, esto sin dejar de poner atención a la evaluación económica.

Por lo anterior se puede concluir, que se requiere realizar un trabajo experimental más completo, usando una base de polímeros y surfactantes más amplia, pues con base en los datos limitados de laboratorio determinados en este trabajo y a la información obtenida de la literatura técnica consultada en este trabajo, parecería que el desplazamiento ASP con los polímeros y surfactantes usados no conseguiría completamente las condiciones idóneas para ser implantado en el campo Ogarrio, pero si sienta las bases para ser usado como guía para realizar el estudio completo requerido.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Aunque históricamente los procesos de Recuperación Mejorada por inyección de agentes químicos habían mostrado una disminución en su aplicación debido a los altos costos de los químicos, la tecnología ASP presentó una alternativa factible de ser aplicada de forma económica, por lo que fue el interés de este trabajo analizar su factibilidad de aplicación en el campo Ogarrio. Del desarrollo de este trabajo se puede concluir lo siguiente:

- 1.- El beneficio principal de la tecnología ASP y que hace a los procesos químicos factibles de aplicar económicamente, es el uso del álcali que reduce las cantidades de surfactante a utilizar, así como el desarrollo de nuevos surfactantes que realizan su función a concentraciones bajas.
- 2.- Para el aceite muerto del campo Ogarrio se midió un $N_A = 0.15$ g KOH / g aceite menor al valor óptimo recomendado ($N_A \geq 0.5$ g KOH / g aceite), lo que significa que al interactuar con la solución alcalina generará poco surfactante in-situ que no es suficiente para alcanzar un valor ultrabajo de tensión interfacial ($TIF < 0.01$ dinas/cm), hecho que fue validado con las mediciones de tensión interfacial a diferentes concentraciones de álcali observándose una disminución máxima de 16.24 a 3.88 dinas/cm. Por lo anterior, para el campo Ogarrio el proceso ASP no es óptimo.
- 3.- En el caso del campo Ogarrio se determinó, como una primera aproximación, la relación de movilidades suponiendo un desplazamiento tipo pistón perfecto; con esta suposición la movilidad para el agua de inyección es de 1.1895 y para el agua de formación de 0.5078 las cuales en el peor de los casos (agua de inyección) es ligeramente desfavorable, sin embargo, se puede considerar aceptable, sobre todo si se toma en cuenta que el aceite al cual se le midió la viscosidad es un aceite muerto, por lo que es razonable esperar que para el aceite vivo, la viscosidad sea

menor, mejorando la relación de movilidad. Por lo anterior, puede concluirse que la inyección de agua sola tiene condiciones favorables en el campo Ogarrio.

- 4.- En las pruebas de desplazamiento por inyección de agua en núcleos del campo Ogarrio (efectuadas previamente), se observaron recuperaciones de aceite del orden de 79.16% y 82.76%, siendo la recuperación más alta la obtenida con la mezcla de 50% agua dulce + 50% agua de formación, lo cual puede explicarse considerando que el incremento de la salinidad genera un ligero incremento en la viscosidad del agua de inyección y probablemente también tenga un efecto menor en el hinchamiento de las arcillas, lo que en general resulta en el mejoramiento de la eficiencia de desplazamiento.
- 5.- Con las determinaciones reológicas efectuadas en el laboratorio se demostró que también es factible incrementar la viscosidad del agua de inyección a condiciones de yacimiento con la adición de polímeros, sin embargo, en algunos casos se observó que la viscosidad es afectada por el agua de formación, y es que la composición de dicha agua resulta agresiva para los polímeros por su alto contenido de Ca^{2+} (26,000 ppm) y en menor cantidad Mg^{2+} (3,768 ppm) y Fe^{2+} (2.89 ppm); las poliácridamidas están limitadas a salinidades menores a 200 ppm de Ca^{2+} . Lo anterior, pone en evidencia la necesidad de usar agentes químicos secuestrantes de iones divalentes para reducir su efecto adverso. De los polímeros evaluados se prefiere el polímero catiónico por mantener su buen desempeño en presencia de agua de formación
- 6.- El alto contraste del coeficiente de heterogeneidad de Dystra & Parson que presenta el campo Ogarrio, del orden de 0.45 a 0.91, justifica el uso de soluciones poliméricas para mejorar la eficiencia de desplazamiento distribuyendo el frente de agua a las zonas que no habían sido barridas, sin embargo, esto implica diseñar un proceso en el cual se tenga el máximo Factor de Resistencia Residual mediante la adsorción del polímero al medio poroso, lo cual representaría un costo mayor del proceso.

- 7.- La medición de adsorción de surfactante permite preseleccionar al tipo de surfactante por su menor adsorción en la formación. De los pocos surfactantes evaluados, para Ogarrio el MOJ-4 resulto ser el menos adsorbido (1.72442 mg surfactante / g mineral) que el MOJ-5 (1.97483 mg surfactante / g mineral). Se debe aclarar que la adsorción medida se efectuó a condiciones estáticas y en general en el campo se tendrá una adsorción dinámica, la cual ya se ha demostrado, que resulta ser menor por no contactar toda la roca del yacimiento (volumen poroso inaccesible).
- 8.- Con los datos limitados de laboratorio y con la información recopilada de la literatura técnica consultada en este trabajo, para el caso del campo Ogarrio, parecería que el desplazamiento ASP no conseguiría completamente las condiciones idóneas para ser implantado, sin embargo, con los resultados obtenidos se sientan las bases para recomendar realizar un estudio de laboratorio detallado que evalúe el desplazamiento polimérico (P) y surfactante-polímero (SP).

APÉNDICE A

ACTUALIZACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO

El monto de inversión requerido en cualquier proyecto de Recuperación Mejorada, conlleva la responsabilidad de diseñar dicho proceso con la mejor información disponible del campo en donde se efectuará. El campo Ogarrío a la fecha es candidato para implantar un proceso de Recuperación Mejorada, por lo que se le ha efectuado un estudio de actualización de su modelo geológico que concluyó en Junio de 2009.

El estudio de caracterización integral del campo Ogarrío⁷⁹ interrelacionó las disciplinas de Sedimentología, Geología, Geofísica, Petrofísica e Ingeniería de Yacimientos, obteniéndose un modelo geológico integrado. Este modelo definió 37 secuencias a las que se les calculó su volumen original de hidrocarburos, el cual se presenta en la Tabla A.1; con base en la síntesis de los resultados obtenidos de los análisis sedimentológicos, estructurales, petrofísicos y de ingeniería, fueron 28 los yacimientos más importantes que fueron mapeados con todas sus propiedades.

El modelo geológico delimitó las áreas impregnadas de cada secuencia, definiendo los diferentes dominios de producción, que constituyen el volumen del yacimiento que está hidráulicamente conectado, o por lo menos tiene una roca impregnada bien definida, consistente y continua. La determinación de los dominios se basó en una combinación de límites de facies y fallas, además de la incorporación del análisis de tendencias de presión y producción.

El análisis de los datos de producción y los datos petrofísicos permitió asignar las producciones por intervalo en las terminaciones mancomunadas, estimando de esta forma la producción acumulada por secuencia como se muestra en la Tabla A.1 y en la Figura A.1. Empleando la información incluida en la Tabla A.1 y en la Figura A.1, se definieron las secuencias más importantes del campo por su producción acumulada, siendo estas las secuencias E_155, E_140 y E_165.

Tabla A.1. Volumetría del Campo Ogarrio Bloque A.⁷⁹

ARENA	OOIP (MMbbls)		OGIP(Bscf)		Acum.Aceite MMbbls	Acum.Gas Bscf	FR Aceite		FR Gas	
	MIN	MAX	MIN	MAX			MIN	MAX	MIN	MAX
FIL_10	3.324	3.324	1.088	1.088	0.000	0.000				
FIL_60	1.747	1.747	0.938	0.938	0.000	0.000				
FIL_90	2.699	2.699	1.367	1.367	0.110	0.217	4%	4%	16%	16%
FIL_120	0.383	0.383	0.219	0.219	0.000	0.000	0%	0%	0%	0%
FIL_150	2.302	2.302	1.526	1.526	0.133	0.161	6%	6%	11%	11%
CS_10	2.911	2.911	2.140	2.140	0.037	0.036	1%	1%	2%	2%
CS_40	0.981	0.981	0.769	0.769	0.318	0.345	32%	32%	45%	45%
CI_10	6.001	6.068	5.003	5.059	0.519	0.791	9%	9%	16%	16%
E_10										
E_20	1.345	1.460	2.947	3.334	0.353	2.151	26%	24%	73%	65%
E_30	2.760	2.884	6.401	6.553	0.850	1.109	31%	29%	17%	17%
E_40	2.004	2.175	2.066	2.242	0.090	1.269	5%	4%	61%	57%
E_50	0.395	0.395	18.172	18.210	0.046	18.000	12%	12%	99%	99%
E_60	1.503	1.903	2.873	3.307	1.182	1.421	79%	62%	49%	43%
E_70	0.675	0.814	7.251	7.402	0.021	3.160	3%	3%	44%	43%
E_80	1.415	1.795	6.955	8.700	0.472	2.821	33%	26%	41%	32%
E_90	5.670	5.816	6.877	7.035	0.618	2.175	11%	11%	32%	31%
E_100	38.100	38.116	41.393	41.410	2.638	4.190	7%	7%	10%	10%
E_110	10.840	11.121	11.777	12.082	1.814	3.500	17%	16%	30%	29%
E_120	30.059	32.244	32.657	35.031	4.065	5.082	14%	13%	16%	15%
E_130	30.789	34.148	33.450	37.099	3.842	5.234	12%	11%	16%	14%
E_140	49.553	51.068	53.836	55.482	8.938	12.079	18%	18%	22%	22%
E_145	25.582	26.147	27.792	28.407	6.173	10.201	24%	24%	37%	36%
E_150	28.602	29.133	31.074	31.651	6.347	8.552	22%	22%	28%	27%
E_155	39.906	39.906	43.355	43.355	18.533	19.854	46%	46%	46%	46%
E_160	13.290	13.780	14.438	14.971	1.586	2.053	12%	12%	14%	14%
E_165	37.799	37.866	41.066	41.138	8.503	11.341	22%	22%	28%	28%
E_170	15.013	15.239	16.310	16.556	3.060	4.292	20%	20%	26%	26%
E_180	38.714	39.286	42.059	42.681	7.299	9.050	19%	19%	22%	21%
E_190	10.343	11.679	11.237	12.688	2.630	2.901	25%	23%	26%	23%
E_200	37.298	37.913	40.521	41.190	5.790	6.857	16%	15%	17%	17%
E_210	8.404	8.587	9.130	9.329	0.698	0.990	8%	8%	11%	11%
E_220	2.263	2.353	2.459	2.556	0.027	0.019	1%	1%	1%	1%
E_230										
DISC_10	5.277	5.488	5.733	5.962	0.566	0.523	11%	10%	9%	9%
DISC_20	19.174	19.178	20.831	20.836	2.057	2.187	11%	11%	10%	10%
DISC_30										
Total	477.120	490.908	545.712	562.313	89.316	142.560	19%	18%	26%	25%

La delimitación de las áreas impregnadas obtenidas en el estudio, así como la volumetría definida para los mismos permitió identificar los lugares en donde la recuperación de hidrocarburos es aun baja, por lo que es posible incrementar su factor de recuperación. Desde las perspectivas geológicas y de ingeniería, esto es, considerando la volumetría, grado de heterogeneidad, análisis de la presión y su mecanismo de producción, el área central del campo Ogarrio resultó ser la más apropiada para la implantación de un proceso de Recuperación Secundaria y/o Mejorada en siete de sus yacimientos principales: E_140, 145, 150, 155, 170, 180 y 200.

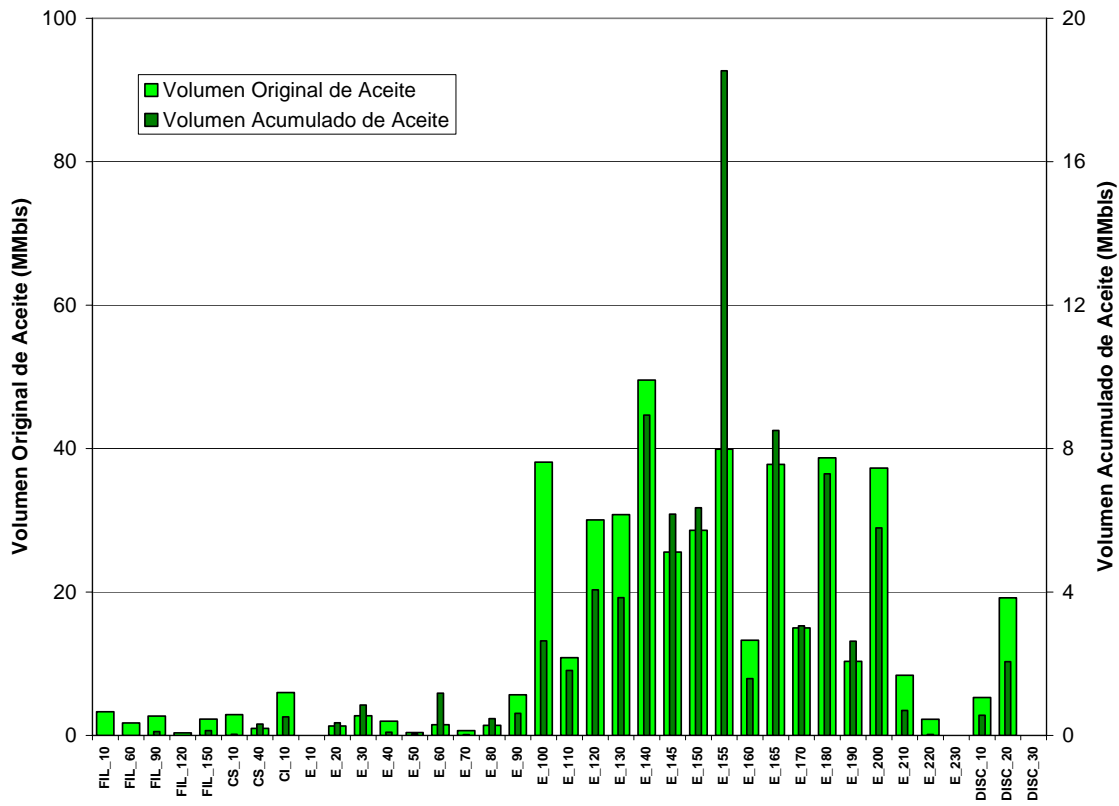


Figura A.1. Volumetría del campo Ogarrio Bloque A.⁷⁹

A continuación se considera la Arena E_140, que es la de mayor volumen original con potencial de incrementar su factor de recuperación, para presentar el detalle de información obtenida en el estudio.

Arena E_140

La arena E_140 pertenece a un sistema rico en arena en donde los espesores comúnmente son de 30 m. En la parte sur y central del campo se presentan dos lóbulos en forma de abanico, que se bifurcan y adelgazan cerca de la sal, como se muestra en la Figura A.2. El mapa de facies presentado en la Figura A.3, muestra la arena E_140 dominada por deposición de canales, principalmente canales granodecrecientes con un núcleo de facies de canal central. Las facies lobulares están bien desarrolladas

localmente en los sistemas de canal-lóbulo, pero no tan bien desarrolladas en la parte norte del campo. Debido a que las facies de canal y canal central son las dominantes, se considera que esta arena fue depositada en un ambiente de abanico proximal.

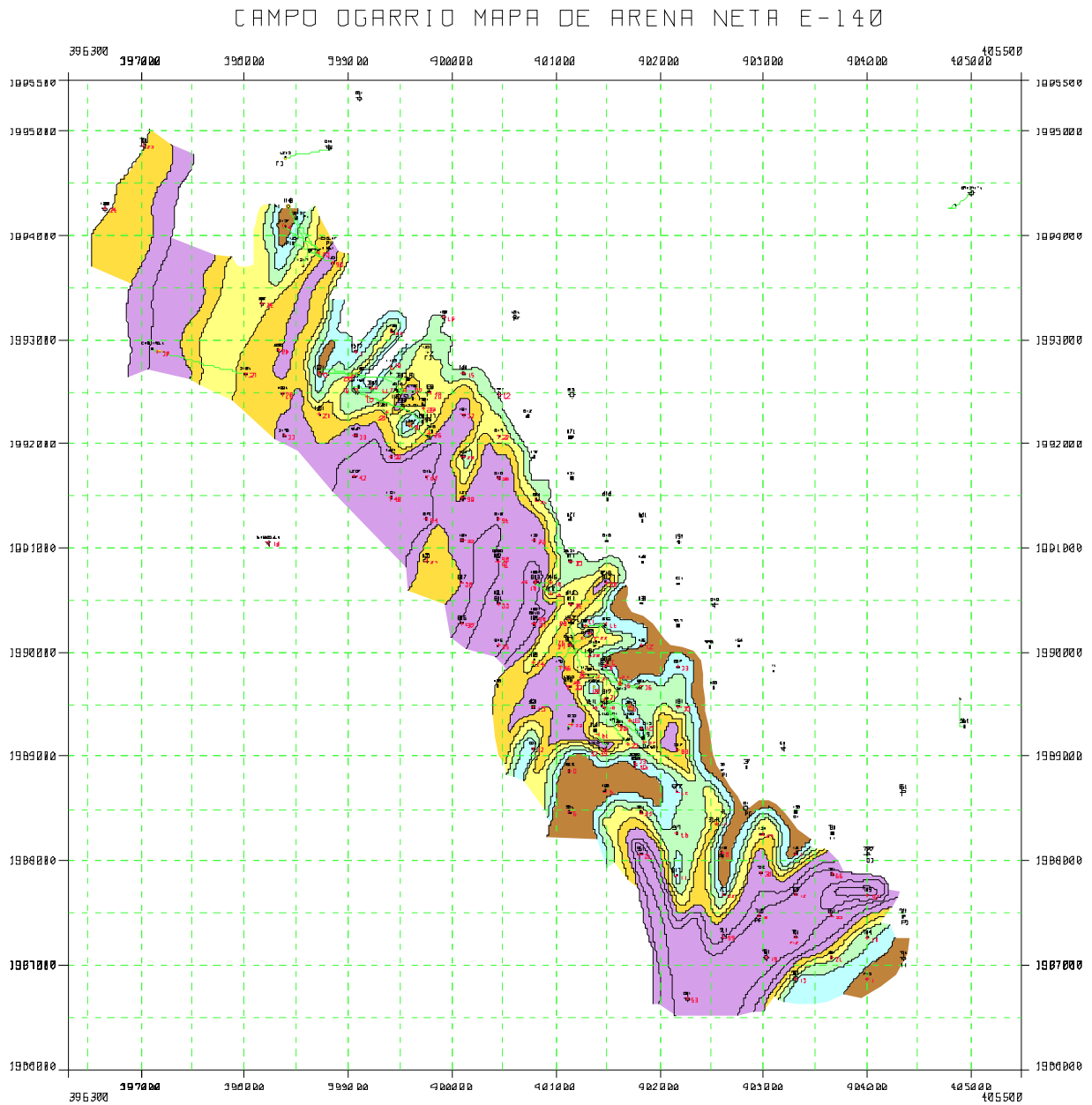


Figura A.2. Arena E_140, mapa de arena neta Ogarrio Bloque A.⁷⁹

CAMPO OGARRIO MAPA DE FACIES SECUENCIA E-140 - E-145

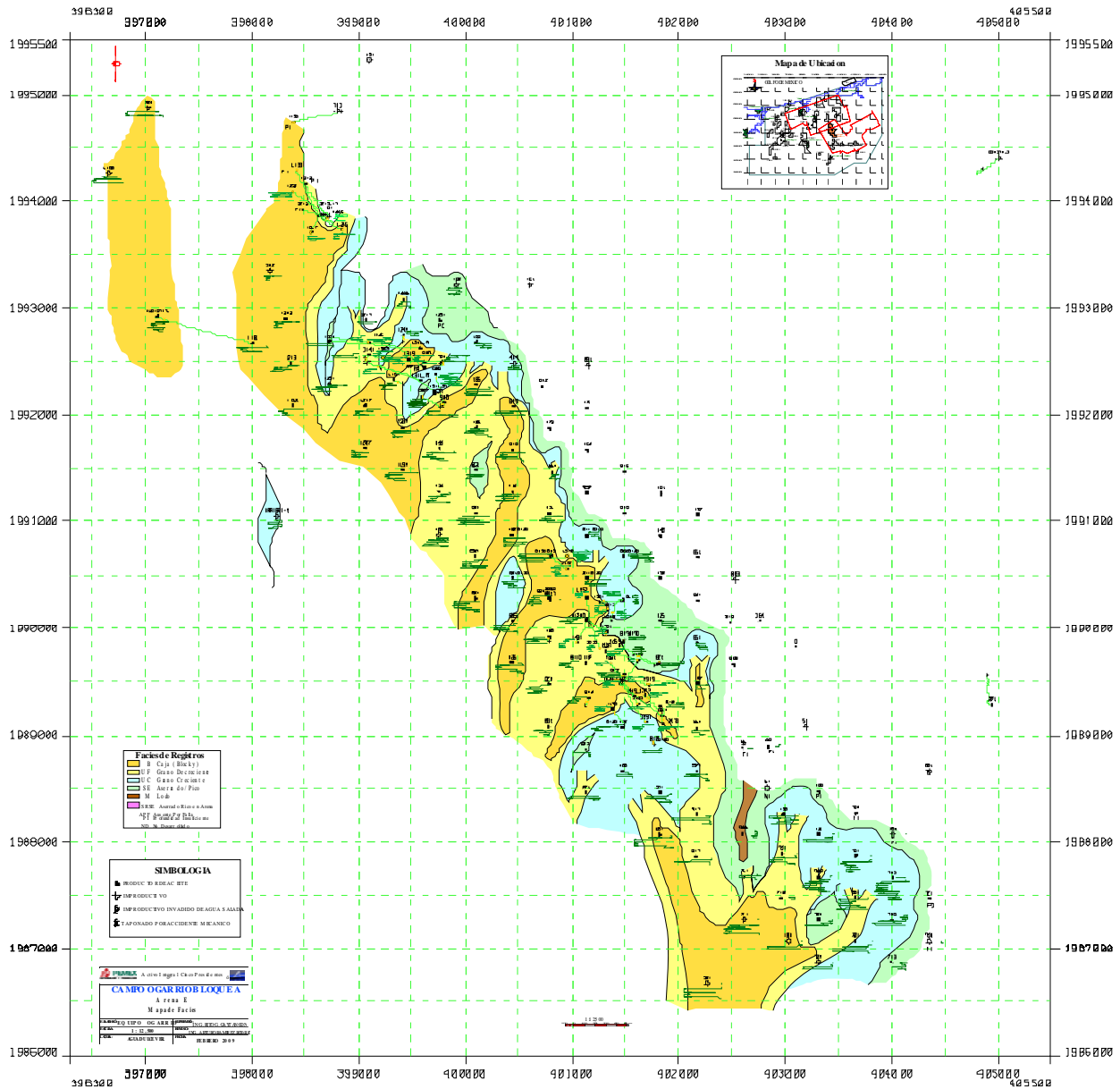


Figura A.3. Arena E_140, mapa de facies Ogarrío Bloque A.⁷⁹

En general la Arena E_140 presenta un espesor neto impregnado de 40 m, con un valor de IH mayor de 5, ambos restringidos a las secuencias de facies de un abanico proximal, como se muestra en las Figuras A.4 y A.5. La anomalía en el noroeste

CAMPO OGARRIO MAPA DE ESPESOR NETO IMPREGNADO E-140

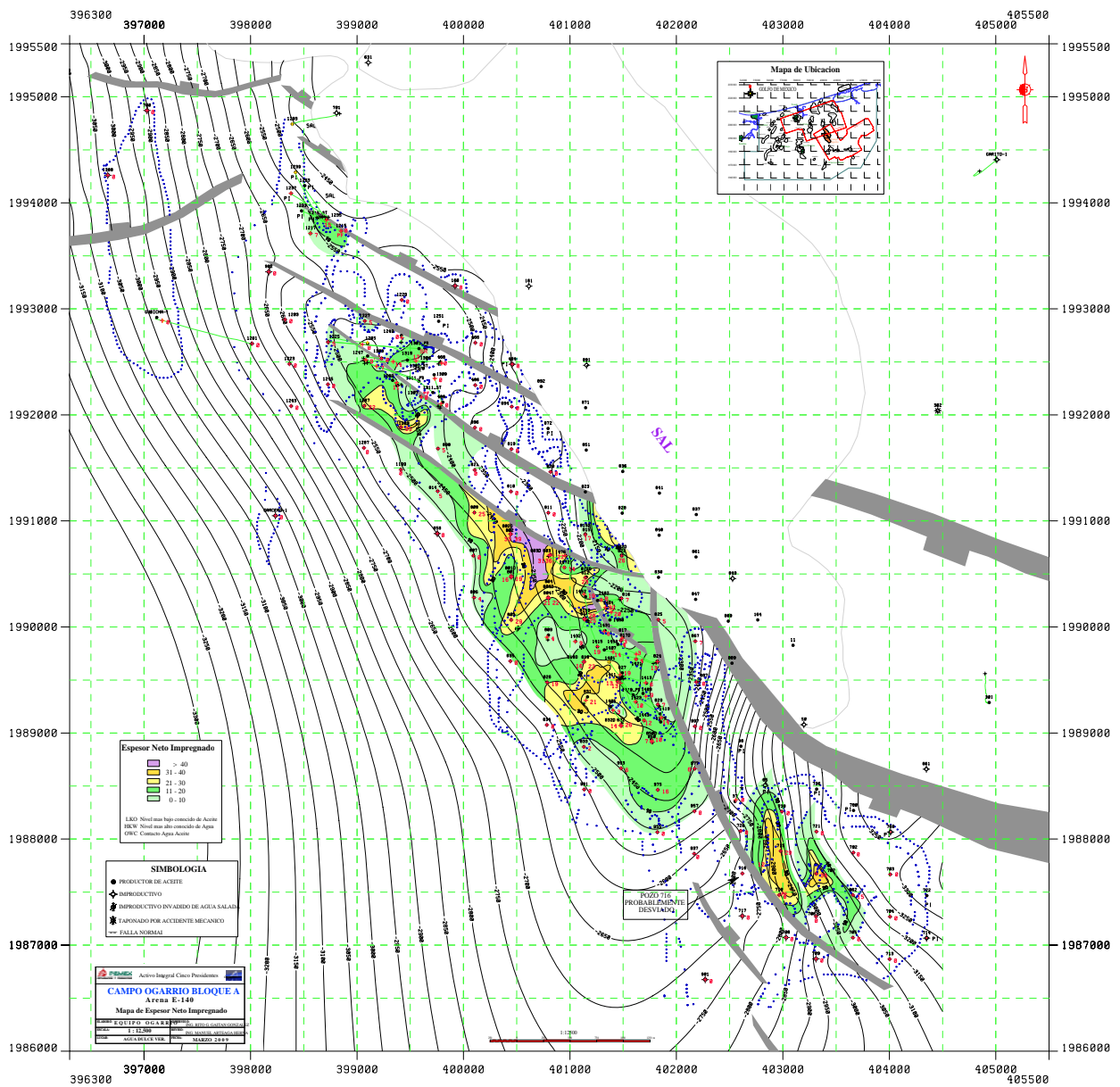


Figura A.4. Arena E_140, mapa de espesor neto impregnado Ogarrío Bloque A.⁷⁹

del Campo Ogarrío sigue la tendencia de los patrones del sistema de los canales de depósito y patrones de fallas en echelon, contiene un espesor neto impregnado mayor de 35 m y un IH de más de 4.5. Echado arriba y en dirección Este, se tienen anomalías adicionales con impregnación neta y con IH limitadas por las tendencias de las fallas en echelon, fallas sub-sísmicas y por la expansión salina; las tendencias de espesor neto

CAMPO OGARRIO MAPA DE INDICE DE HIDROCARBUROS E-140

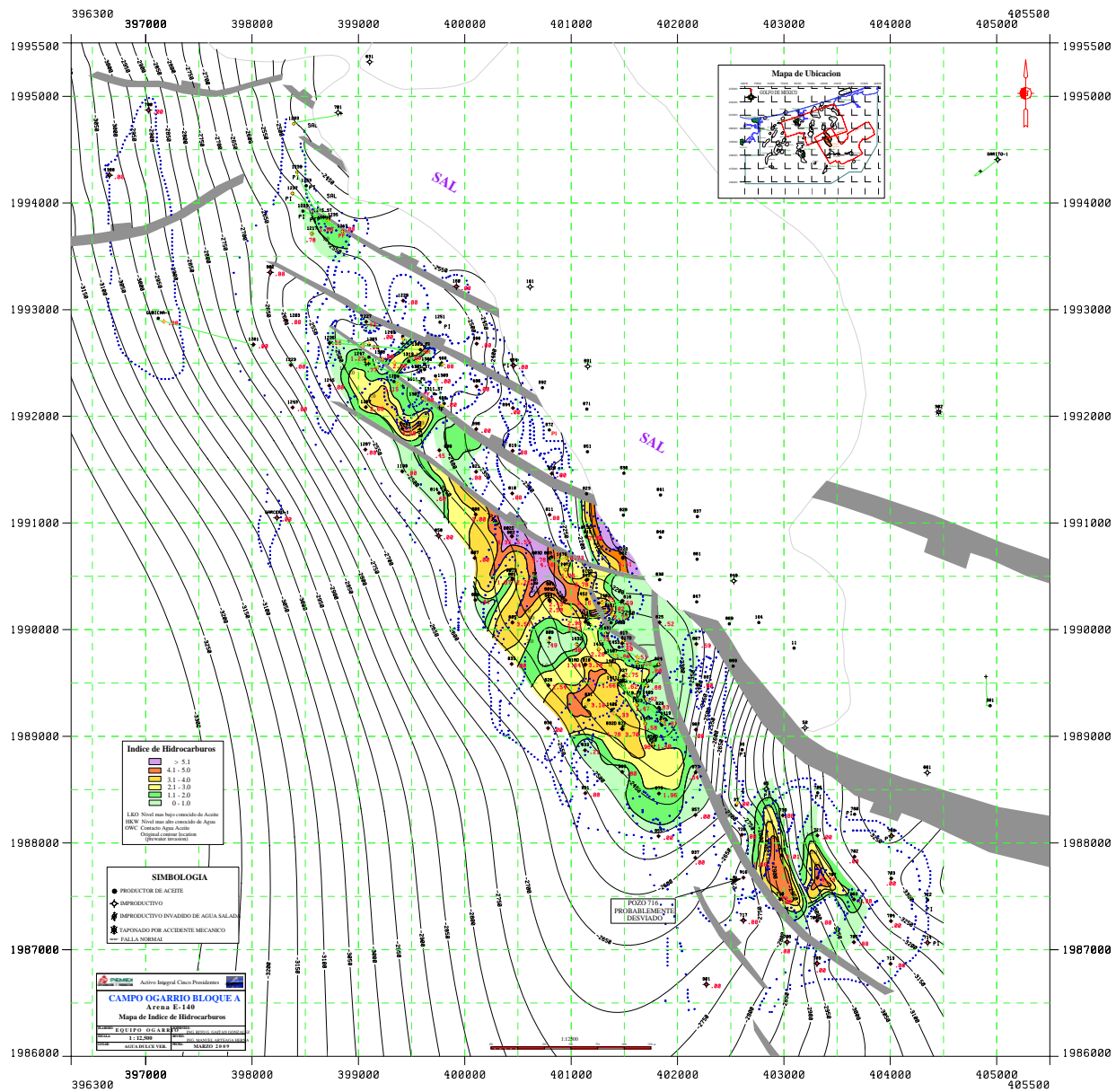


Figura A.5. Arena E_140, mapa de índice de hidrocarburos Ogarrío Bloque A.⁷⁹

impregnado en esta anomalía tienen valores sobre los 20 m y 4.5 de IH. En la parte central y en la parte sureste del campo, el IH va de 1 a 5 mientras que los valores de impregnación neta varía de 1 a 40 m. En la parte sureste del campo, el valor de la IH va de 1 a 5 mientras que el espesor neto impregnado tiene un rango de 1 a 35 m; el espesor neto impregnado y el IH tienden a aumentar echado arriba hacia el oeste,

contra la falla regional de crecimiento norte-sur. Las tendencias de espesor neto impregnado y de IH son consistentes con las facies de canal granodecreciente.

Las áreas de impregnación de la Arena E_140 fueron limitadas estructuralmente y por la heterogeneidad del yacimiento, como se muestra en la Figura A.6.

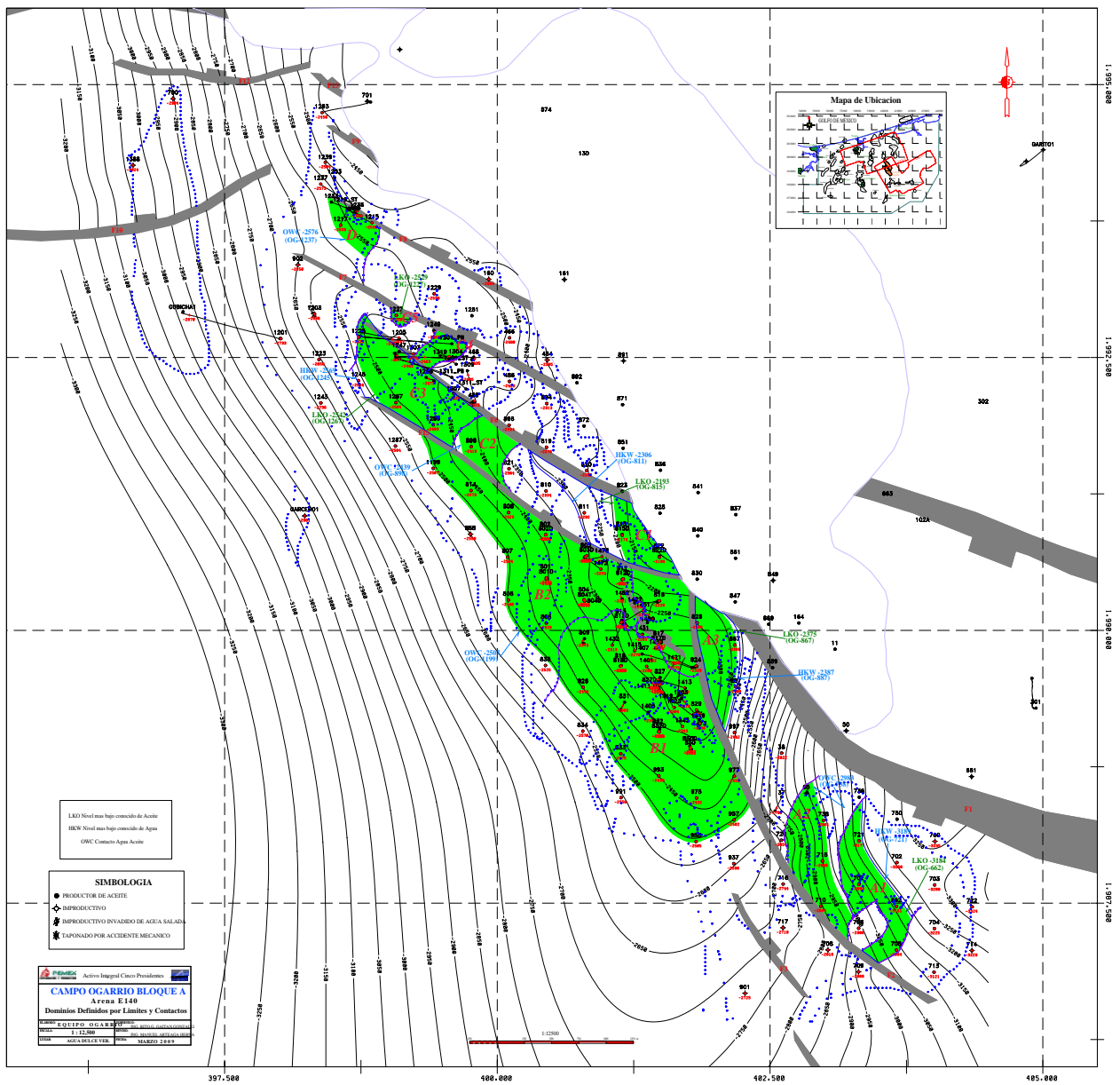


Figura A.6. Arena E_140, mapa de dominios Ogarrío Bloque A.⁷⁹

NOMENCLATURA

<i>A</i>	Área.
<i>ACN</i>	Número de carbón alcano del aceite refinado.
<i>ASP</i>	Desplazamiento químico combinado Alkali, Surfactante y Polímero.
<i>C</i>	Concentración.
<i>C_i</i>	Concentración de inyección.
<i>CMC</i>	Concentración micelar crítica.
<i>Ĉ</i>	Concentración de polímero adsorbido.
<i>D</i>	Diámetro ecuatorial de la gota pendiente.
<i>d</i>	Diámetro de la gota pendiente a la distancia <i>D</i> de la cima de la gota.
<i>EACN</i>	Número de carbón alcano equivalente del aceite crudo.
<i>f_w</i>	Flujo fraccional de agua.
<i>H</i>	Parámetro dependiente del factor de forma, en el método de gota pendiente.
<i>I_{AH}</i>	Índice de mojabilidad de Amott-Harvey.
<i>I_{USBM}</i>	Índice de mojabilidad de la USBM.
<i>K</i>	Índice de consistencia en el modelo reológico de la Ley de Potencia.
<i>k</i>	Permeabilidad absoluta.
<i>k_g</i>	Permeabilidad efectiva al gas.
<i>k_o</i>	Permeabilidad efectiva al aceite.
<i>k_w</i>	Permeabilidad efectiva al agua.
<i>k_{rg}</i>	Permeabilidad relativa al gas.
<i>k_{ro}</i>	Permeabilidad relativa al aceite.
<i>k_{rw}</i>	Permeabilidad relativa al agua.
<i>L</i>	Longitud.
<i>M</i>	Relación de movilidades.
<i>N</i>	Volumen original de aceite.
<i>N_A</i>	Número ácido
<i>N_{ca}</i>	Número capilar.
<i>N_p</i>	Volumen acumulado de aceite producido.

n	Índice de comportamiento en el modelo reológico de la Ley de Potencia.
PVT	Análisis de fluidos Presión-Volumen-Temperatura.
p	Presión.
p_b	Presión de burbujeo o de saturación.
p_c	Presión capilar.
q	Gasto.
R	Factor de resistencia.
R_r	Factor de resistencia residual.
RGA	Relación gas-aceite.
r	Radio.
S	Factor de forma.
S_g	Saturación de gas.
S_o	Saturación de aceite.
S_w	Saturación de agua.
S_{eo}	Parámetro de solubilización del aceite en la microemulsión.
S_{ew}	Parámetro de solubilización del agua en la microemulsión.
S_R	Velocidad de corte.
T	Temperatura.
t	Tiempo.
VP	Volumen poroso.
v	Velocidad.
W_{eo}	Fracción peso del aceite en la microemulsión.
W_{es}	Fracción peso del surfactante en la microemulsión.
W_{ew}	Fracción peso del agua en la microemulsión.
WOR	Relación agua-aceite.
W_p	Volumen acumulado de agua producida.

Letras griegas.

σ	Tensión interfacial.
τ	Esfuerzo cortante.
μ	Viscosidad.
μ_a	Viscosidad aparente.
θ	Ángulo de contacto.
λ	Movilidad.
ϕ	Porosidad.
ν	Coeficiente de variación de permeabilidad (o de Dystra & Parson).

Subíndices.

<i>e</i>	Emulsión.
<i>g</i>	Gas.
<i>i</i>	Irreducible.
<i>o</i>	Aceite.
<i>p</i>	Polímero.
<i>r</i>	Residual.
<i>s</i>	Surfactante.
<i>w</i>	Agua.

REFERENCIAS

1. Craig, F. F. Jr.: *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*, Monograph Vol. 3, Henry L. Doherty Series, Second Printing, New York (1971).
2. Willhite, G. P.: *Waterflooding*, SPE Textbook Series Vol. 3, Third Printing, Richardson, Texas (1986).
3. Anderson, W. G.: "Wettability Literature Survey –Part 6: The Effects of Wettability on Waterflooding", *J. Pet. Tech.* (Dic. 1987) 1605-1622.
4. Green, D. W., y Willhite, G. P.: *Enhanced Oil Recovery*, SPE Textbook Series Vol. 6, Richardson, Texas (1998).
5. Lake, L. W.: *Enhanced Oil Recovery*, Prentice Hall, Inc., New Jersey (1989).
6. Salager, J. L.: *Recuperación Mejorada del Petróleo*, Universidad de Los Andes, Mérida, Venezuela (2005).
7. Taber, J. J., Martin, F. D., y Seright, R. S.: "EOR Screening Criteria Revisited –Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects", *SPE Reservoir Engineering* (Ago. 1997) 189-198.
8. Taber, J. J., Martin, F. D., y Seright, R. S.: "EOR Screening Criteria Revisited –Part 2: Applications and Impact of Oil Prices", *SPE Reservoir Engineering* (Ago. 1997) 199-205.
9. Larson, R. G., Davis, H. T., y Scriven, L. E.: "Elementary Mechanisms of Oil Recovery by Chemical Methods", *J. Pet. Tech* (Feb. 1982) 243-257.
10. Baviere, M., Glenat, P., Plazanet, V., y Labrid J.: "Improved EOR by Use of Chemicals in Combination", *SPE Reservoir Engineering* (Ago. 1995) 187-193.
11. Shutang, G., Huabin, L., y Hongfu, L.: "Laboratory Investigation of Combination of Alkali/Surfactant/Polymer Technology for Daqing EOR", *SPE Reservoir Engineering* (Ago. 1995) 194-197.
12. Demin, W., Jiecheng, C., Junzheng, W., Zhenyu, Y., Yuming, Y., y Hongfu, L.: "Summary of ASP Pilots in Daqing Oil Field", artículo SPE-57288, presentado en el 1999 SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, Oct. 25-26, 1999.
13. Wyatt, K., Pitts, M. J., y Surkalo, H.: "Field Chemical Performance Comparison with Laboratory Displacement in Reservoir Core", artículo SPE-89385, presentado en el

REFERENCIAS

- 2004 SPE/DOE Fourteenth Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Ok., Abr. 17-21, 2004.
14. Pitts, M. J., Dowling, P., Wyatt, K., Surkalo, H., y Adams, C.: "Alkaline-Surfactant-Polymer Flood of the Tanner Field", artículo SPE-100004, presentado en el 2006 SPE/DOE Symposium on Improved Recovery, Tulsa, Ok., Abr. 22-26, 2006.
 15. Pratap, M., y Gauma, M. S.: "Field Implementation of Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP) Flooding: A Maiden Effort in India", artículo SPE-88455, presentado en el SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, Oct. 18-20, 2004.
 16. Vargo, J., Turner, J., Vergnani, B., Pitts, M. J., Wyatt, K., Surkalo, H., y Patterson, D.: "Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding of the Cambridge Minnelusa Field", *SPE Reservoir Evaluation and Engineering* (Dic. 2000) 552-558.
 17. Clark, S. R., Pitts, M. J., y Smith, S. M.: "Design and Application of an Alkaline-Surfactant-Polymer Recovery System to the West Kiehl Field", *SPE Advanced Technology Series*, (Abril 1993) 172-179.
 18. Moritis, G.: "Special Report EOR/Heavy Oil Survey: CO₂ injection gains momentum", *Oil & Gas J.* (Abril 17, 2006).
 19. Thomas, S.: "Chemical EOR: The Past - Does It Have a Future?", SPE-108828-DL (2006).
 20. Babadagli, T.: "Mature Field Development –A Review", artículo SPE-93884, presentado en el SPE Europec/EAGE Annual Conference, Madrid, Spain, Jun. 13-16, 2005.
 21. Wyatt, K., Pitts, M. J., y Surkalo, H.: "Mature Waterfloods Renew Oil Production by Alkali-Surfactant-Polymer Flooding", artículo SPE-78711, presentado en el SPE Eastern Regional Meeting, Lexington, Kentucky, Oct. 23-25, 2002.
 22. Rivera, R. J.: *Apuntes de la Asignatura de Recuperación Mejorada*, U.N.A.M., Facultad de Ingeniería; División de Estudios de Posgrado (2007).
 23. Anderson, W. G.: "Wettability Literature Survey –Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions of Core Handling on Wettability", *J. Pet. Tech.* (Oct. 1986) 1125-1144.
 24. Treiber, L. E., Archer, D. L., y Owens, W. W.: "A Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil Producing reservoirs", *Soc. Pet. Eng. J.* (Dic. 1972) 531-540.
 25. Anderson, W. G.: "Wettability Literature Survey –Part 2: Wettability Measurement", *J. Pet. Tech.* (Nov. 1986) 1246-1262.

26. Anderson, W. G.: "Wettability Literature Survey –Part 4: The Effects of Wettability on Capillary Pressure", *J. Pet. Tech.* (Oct. 1987) 1283-1300.
27. Anderson, W. G.: "Wettability Literature Survey –Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability", *J. Pet. Tech.* (Nov. 1987) 1453-1468.
28. Leverett, M. C.: "Capillary Behavior in Porous Solids", *Trans. AIME* (1941) 142, 152-169.
29. Buckley, S. E. y Leverett, M. C.: "Mechanism of Fluid Displacements in Sands", *Trans., AIME* (1942) 146, 107-116.
30. Bird, R. B., Stewart, W. E., y Lightfoot, E. N.: *Transport Phenomena*, John Wiley and Son, Inc., New York (1960).
31. Sorbie, K. S.: *Polymer Improved Oil Recovery*, Blackie and Son Ltd., Florida (1991).
32. Hovendick, M. D.: "Development and Results of the Hale/Mable Leases Cooperative Polymer EOR Injection Project, Vacuum (Grayburg-San Andres) Field, Lea County, New Mexico", *SPE Reservoir Engineering* (Ago. 1989) 363-372.
33. Chatterji, J., y Borchardt, J. K.: "Applications of Water-Soluble Polymers in the Oil Field", *J. Pet. Tech.* (Nov. 1981) 2042-2056.
34. Littmann, W.: *Polymer Flooding*, Elsevier Science Publishers B. V., Amsterdam (1988).
35. Du, Y., y Guan, L.: "Field-Scale Polymer Flooding: Lessons Learnt and Experiences Gained During Past 40 Years", artículo SPE-91787, presentado en el 2004 SPE International Petroleum Conference, Puebla, Mexico, Nov. 8-9, 2004.
36. Ryles, R.G.: "Chemical Stability Limits of Water-Soluble Polymers Used in Oil Recovery Processes", *SPE Reservoir Engineering* (Feb. 1988) 23-34.
37. Willhite, G. P., y Dominguez, J. G.: "Mechanisms of Polymer Retention in Porous Media", en: D. O. Shah, R. S. Schechter (editores): *Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding*, Academic Press (1977) 511-554.
38. Smith, F. W.: "The Behaviour of Partially Hydrolyzed Polyacrylamide Solutions in Porous Media", *J. Pet. Tech.* 22 (1970) 148-156.
39. Pye, D. J.: "Improved Secondary Recovery by Control of Water Mobility", *J. Pet. Tech.* (Agosto 1964) 911-916.
40. Pope, G. A.: "The Application of Fractional Flow Theory to Enhanced Oil Recovery", *Soc. Pet. Eng. J.* (Jun. 1980) 191-205.

REFERENCIAS

41. Wagner, O. R., y Leach, R. O.: "Effect of interfacial Tension on Displacement Efficiency", *Soc. Pet. Eng. J.* (Dic. 1966) 335-344.
42. Cooke Jr., C. E., Williams, R. E., y Kolodzie, P. A.: "Oil Recovery by Alkaline Waterflooding", *J. Pet. Tech.* (Dic. 1974) 1365-1374.
43. Johnson Jr., C. E.: "Status of Caustic and Emulsion Methods", *J. Pet. Tech.* (Ene. 1976) 85-92.
44. Mohnot, S. M., y Bae, J. H.: "A Study of Mineral/Alkali Reactions –Part 2", *SPE Reservoir Engineering* (Ago. 1989) 381-390.
45. Burk, J. H.: "Comparison of Sodium Carbonate, Sodium Hydroxide, and Sodium Orthosilicate for EOR", *SPE Reservoir Engineering* (Feb. 1987) 9-16.
46. Shah, D. O., Bansal, V. K., Chang, K., y Hsieh, W. C.: "The Structure, Formation and Phase-Inversion of Microemulsions", en: D. O. Shah, R. S. Schechter (editores): *Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding*, Academic Press (1977) 293-337.
47. Glinsmann, G. R.: "Surfactant Flooding with Microemulsions Formed In-situ –Effect of Oil Characteristics", artículo SPE-8326, presentado en el 54th Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, 1979.
48. Morgan, J. C., Schechter, R. S., y Wade, W. H.: "Recent Advances in the Study of Low Interfacial Tensions", en: D. O. Shah, R. S. Schechter (editores): *Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding*, Academic Press (1977) 101-118.
49. Cash, R. C., Cayias, J. L., Fournier, R. G., Jacobson, J. K., Schares, T., Schechter, R. S., y Wade, W. H.: "Modelling Crude Oils for Low Interfacial Tension", *Soc. Pet. Eng. J.*, 16 (1976), 351-357.
50. Schramm, L. L.: *Surfactants: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*, Cambridge University Press, New York (2000).
51. Baviere, M.: *Basic Concepts in Enhanced Oil Recovery Processes*, Elsevier Applied Science, New York (1991).
52. Lake, L. W., y Pope, G. A.: "Status of Micellar-Polymer Field Tests", *Petroleum Engineer Internacional*, (Nov. 1979) 38-58.
53. Nelson, R. C., Lawson, J. B., Thigpen, D. R., y Stegemeier, G. L.: "Cosurfactant-Enhanced Alkaline Flooding", artículo SPE/DOE 12672, presentado en el 4th Symposium on EOR, Tulsa (Abr. 1984).
54. Holm, L. W., y Robertson, S. D.: "Improved Micellar/Polymer Flooding with High-pH Chemicals", *J. Pet. Tech.* (Enero 1981) 161-172.

55. Krumrine, P. H., Falcone Jr., J. S., y Campbell, T. C.: "Surfactant Flooding 1: The effect of Alkaline Additives on IFT, Surfactant Adsorption, and Recovery Efficiency", *Soc. Pet. Eng. J.* (Agosto 1982) 503-513.
56. Krumrine, P. H., y Falcone Jr., J. S.: "Surfactant, Polymer, and Alkali Interactions in Chemical Flooding Processes", artículo SPE-11778, presentado en el International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry, Denver, Co., Junio 1-3, 1983.
57. Shuler, P. J., Kuehne, D. L., y Lerner, R. M.: "Improving Chemical Flood Efficiency with Micellar/Alkaline/Polymer Processes", *J. Pet. Tech.* (Enero 1989) 80-88.
58. Krumrine, P. H., y Falcone Jr., J. S.: "Beyond Alkaline Flooding: Design of Complete Chemical Systems", artículo SPE-16280, presentado en el International Symposium on Oilfield Chemistry, San Antonio, Feb. 4-6, 1987.
59. Lorenz, P. B., y Peru, D. A.: "Guidelines Help Select Reservoirs for NaHCO₃ EOR", *Oil and Gas J.* (Sep. 11, 1989), 53-57.
60. Shutang, G., Huabin, L., Zhenyu, Y., Pitts, M. J., Surkalo, H., y Wyatt, K.: "Alkaline/Surfactant/Polymer Pilot Performance of the West Central Saertu, Daqing Oil Field", *SPE Reservoir Engineering* (Ago. 1996) 181-188.
61. Demin, W., Zhenhua, Z., Jiecheng, C., Jingchun, Y., Shutang, G., y Lin, L.: "Pilot Test of Alkaline/Surfactant/Polimer Flooding in Daqing Oil Field", *SPE Reservoir Engineering* (Nov. 1997) 229-233.
62. Demin, W., Jiecheng, C., Junzheng, W., Fenglan, W., Huabin, L., y Xiaochong, G.: "An Alkaline/Surfactant/Polymer Field Test in a Reservoir with a Long-Term 100% Water Cut", artículo SPE-49018, presentado en el SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, Sep. 27-30, 1998.
63. Demin, W., Jiecheng, C., Qun, L., Lizhong, L., Changjiu, Z., y Jichun, H.: "An Alkaline Bio-Surfactant Polymer Flooding Pilots in Daqing Oil Field", artículo SPE-57304, presentado en el SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malasia, Oct. 25-26, 1999.
64. Chang, H. L., Zhang, Z. Q., Wang, Q. M., Xu, Z. S., Guo, Z. D., Sun, H. Q., Cao, X. L., y Qiao, Q.: "Advances in Polymer Flooding and Alkaline/Surfactant/Polimer Processes as Developed and Applied in the People's Republic of China", *J. Pet. Tech.* (Feb. 2006) 84-89.
65. Hongfu, L., Guangzhi, L., Peihui, H., Zhenyu, Y., Xiaolin, W., Guangyu, C., Dianping, X., y Peiqiang, J.: "Alkaline/Surfactant/Polymer (ASP) Commercial Flooding Test in Central Xing2 Area of Daqing Oilfield", artículo SPE-84896, presentado en el SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, Kuala Lumpur, Malasia, Oct. 20-21, 2003.

REFERENCIAS

66. Hongjun, G., Ruiqi, Y., Shuanggeng, G., Weidong, G., Xinjian, Y., y Qianyin, P.: "Study on Reservoir Engineering: ASP Flooding Pilot Test in Karamay Oilfield", artículo SPE-50918, presentado en el SPE International Conference and Exhibition, China, Beijing, Nov. 2-6, 1998.
67. Qi, Q., Hongjun, G., Dongwen, L., y Ling, D.: "The Pilot Test of ASP Combination Flooding in Karamay Oil Field", artículo SPE-64726, presentado en el SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition, China, Beijing, Nov. 7-10, 2000.
68. Zhijian, Q., Yigen, Z., Xiansong, Z., y Jialin, D.: "A Successful ASP Flooding Pilot in Gudong Oil Field", artículo SPE-39613, presentado en el SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, Abr. 19-22, 1998.
69. Burnett, D. B., y Dann, M. W.: "Screening Tests for Enhanced Oil Recovery Projects", artículo SPE-9710, presentado en el Permian Basin Oil and Gas Recovery Symposium of the SPE of AIME, Midland, Texas, Mar. 12-13, 1981.
70. Pemex.: Cartera de Proyectos.
71. Ibrahim, Z., Azhan, A. A. M., Pauziyah, A. H., Vai, H. Y., Peng, L. H., y Wyatt, K.: "Laboratory Aspects of Chemical EOR Processes Evaluation for Malaysian Oilfields", artículo SPE-100943, presentado en el 2006 SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Adelaide, Austria, Sep. 11-13, 2006.
72. Pemex: Estado de Pozos Abril del 2008.
73. Pemex: Proyecto OFM (Oil Field Manager, Schlumberger) Campo Ogarrio
74. Pemex: Informe de reservas al 1º de Enero de 2008.
75. Pemex: Estudio Integral del Campo Ogarrio, Enero de 2000.
76. Pemex: Descripción Geológica de los Núcleos 1 y 2 del pozo Ogarrio 1415, 2006.
77. Pemex: Informe de laboratorio del Análisis Petrofísico de los Núcleos 1 y 2 del pozo Ogarrio 1415 (Laboratorio Agat), 2006.
78. Drelich, J., Fang, Ch., y White, C. L.: "Measurent of Interfacial Tension in Fluid-Fluid Systems" en: Hubbard, A. T. (editor): *Encyclopedia of Surface and Colloid Science*, M. Dekker Inc., New York (2002) 3152-3166.
79. Pemex-ARC: Informe del Estudio de Caracterización del Campo Ogarrio Bloque A, Julio de 2009