



# **UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA  
EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES-  
YACIMIENTOS

ANÁLISIS DE PRINCIPALES PROCESOS DE RECUPERACIÓN  
MEJORADA: SELECCIÓN DEL MÉTODO APLICABLE AL CAMPO  
POZA RICA

TESIS QUE PARA OPTAR POR EL  
GRADO DE: MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:

HUGO AVILES GOMEZ

TUTOR:

DR. SIMÓN LÓPEZ RAMÍREZ

FACULTAD DE QUÍMICA-UNAM

CIUDAD DE MÉXICO, CIUDAD UNIVERSITARIA, OCTUBRE DE 2016



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. Erick Emanuel Luna Rojero

Vocal: Dr. Simón López Ramírez

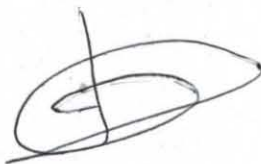
1 er. Suplente: Dr. José Antonio González Guevara

2 d o. Suplente: M.C. David Escobedo Zenil

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Universidad Nacional Autónoma de México-Facultad de Química-Facultad de Ingeniería.

**TUTOR DE TESIS:**

Dr. Simón López Ramírez



-----  
**FIRMA**



## Índice general

Índice de figuras .....	iv
Índice de Tablas .....	viii
Agradecimientos.....	xi
Resumen .....	xiii
1. Introducción.....	1
2. Descripción del campo Poza Rica.....	5
2.1. Descubrimiento e histórico de explotación .....	5
2.2. Situación actual (necesidad de la recuperación mejorada).....	9
3. Fundamentos de los métodos de recuperación mejorada.....	15
3.1. Efectos del tipo de roca y fluidos .....	15
3.1.1. Características del petróleo .....	17
3.1.2. Características del agua .....	20
3.1.3. Tipo de roca (carbonatos y siliciclasticas) .....	23
3.2. Aspectos fundamentales de la ingeniería petrolera. ....	26
3.2.1. Permeabilidad.....	26
3.2.2. Porosidad y saturaciones .....	30
3.2.3. Tensión interfacial y superficial.....	31
3.2.4. Mojabilidad .....	34
3.2.5. Presión Capilar .....	37
3.2.6. Número de Bond y Número Capilar.....	38
3.3. Procesos de recuperación (primaria, secundaria y mejorada).....	42
3.3.1. Mecanismos de recuperación primaria. ....	42
3.3.2. Recuperación secundaria.....	44
3.3.3. Recuperación mejorada.....	44

4.	Flujo de fluidos en el medio poroso.....	47
4.1.	Efectos de la heterogeneidad en el yacimiento.....	47
4.1.1.	Permeabilidad considerando combinación de capas.....	48
4.1.2.	Estimación de heterogeneidad del yacimiento .....	52
4.1.3.	Eficiencia de recuperación total.....	56
4.2.	Desplazamiento de fluidos en el medio poroso.....	65
4.2.1.	Relación de movilidades.....	65
4.2.2.	Geometría de patrón de inyección.....	66
4.2.3.	Inyectividad y fill-up .....	73
5.	Métodos de recuperación mejorada: fundamentos y selección.....	77
5.1.	Metodología del trabajo de investigación .....	78
5.2.	Descripción general de los métodos, .....	79
5.2.1.	Métodos térmicos .....	79
5.2.2.	Métodos químicos.....	80
5.2.3.	Métodos miscibles .....	82
5.3.	Selección del método aplicable al campo en estudio.....	86
5.3.1.	Método seleccionado.....	91
5.4.	Efecto de los métodos químicos en el yacimiento .....	94
5.4.1.	Alcalinos .....	95
5.4.2.	Tensoactivos.....	101
5.4.3.	Polímeros .....	111
5.5.	Análisis de la curva de flujo fraccional en el desplazamiento.....	113
5.5.1.	Desplazamiento con polímeros.....	116
5.5.2.	Desplazamiento con tensoactivos .....	117
6.	Evaluación experimental y resultados.....	121

6.1. Procedimiento del trabajo experimental.....	121
6.1.1. Álcali.....	121
6.1.2. Tensoactivo .....	125
6.1.3. Polímero .....	130
6.2. Análisis de muestras y resultados.....	132
6.2.1. Análisis de muestras.....	133
6.2.2. Álcali .....	136
6.2.3. Tensoactivos.....	142
6.2.4. Polímero .....	150
6.3. Selección de productos químicos. ....	154
7. Conclusiones/recomendaciones. ....	159
Nomenclatura.....	161
Bibliografía .....	165
Apéndices.....	169
A. Series homologas de los hidrocarburos.....	169
B. Ecuación de flujo fraccional .....	171



## Índice de figuras

Figura 2.1 Localización del campo Poza Rica.....	5
Figura 2.2 Representación esquemática del campo y Bloques.....	6
Figura 2.3 Representación de registro tipo del campo en estudio. ....	7
Figura 2.4 Comportamiento histórico de producción del campo .....	8
Figura 2.5 Comportamiento histórico de corte de agua y RGA del campo.....	8
Figura 2.6 Acumulada de petróleo .....	9
Figura 2.7 Acumulada de agua de inyección .....	9
Figura 2.8 Pozos operando en al campo .....	11
Figura 2.9 Pozos operando Bloque A.....	11
Figura 2.10 Tendencia histórica de producción e inyección del campo.....	12
Figura 2.11 Comportamiento de acumulada de petróleo y agua inyectada del campo.....	13
Figura 2.12 Estados mecánicos tipo en el campo. ....	14
Figura 2.13 Tendencia de producción de los últimos tres años en el campo. ....	14
Figura 3.1 Molécula polar y enlace de hidrógeno en el agua. ....	16
Figura 3.2 Fuerzas que gobiernan el comportamiento de los hidrocarburos.....	17
Figura 3.3 Estructura del ácido carboxílico .....	18
Figura 3.4 Movimiento relativo de dos capas de fluido .....	19
Figura 3.5 Gráfica de viscosidad del petróleo con respecto a la presión.....	20
Figura 3.6 Balance carbonato-bicarbonato .....	21
Figura 3.7 Desplazamiento lineal horizontal de un fluido incompresible.....	27
Figura 3.8 Comportamiento típico de flujo para dos fases .....	29
Figura 3.9 Ilustración de tensión superficial.....	32
Figura 3.10 Relaciones de presión en un tubo capilar .....	33
Figura 3.11 Sistema roca, agua y petróleo .....	35
Figura 3.12 Mojabilidad en función del ángulo de contacto.....	36
Figura 3.13 Diagrama esquemático, modelo de atrapamiento del poro y sistema de coordenadas.....	39
Figura 3.14 Disminución del PCE vs $N_{ca}$ , $N_B$ , $N_T$ . ....	41

Figura 3.15 Eficiencia de recuperación en mecanismos de recuperación primaria .....	43
Figura 3.16 Producción e implementación de recuperación mejorada en la vida productiva de un yacimiento. ....	45
Figura 4.1 Flujo lineal, combinación de capas en paralelo.....	48
Figura 4.2 Flujo radial, combinación de capas en paralelo .....	49
Figura 4.3 Flujo lineal, combinación de capas en serie .....	50
Figura 4.4 Flujo radial, combinación de capas en serie.....	50
Figura 4.5 Coeficiente de Lorenz .....	53
Figura 4.6 Uso de trazadores y eficiencia de barrido .....	55
Figura 4.7 Registro de concentración del trazador en función del tiempo.....	56
Figura 4.8 Eficiencia de barrido areal .....	58
Figura 4.9 Eficiencia areal de barrido: (a) Inyección de agua, (b) inyección de polímeros..	60
Figura 4.10 Relación de áreas en la eficiencia areal.....	61
Figura 4.11 Efectos de la heterogeneidad en el desplazamiento vertical, (a) a un momento de la inyección, (b) después de la irrupción .....	61
Figura 4.12 Sistema de capas idealizado .....	62
Figura 4.13 Arreglo de inyección periférica.....	67
Figura 4.14 Arreglo de línea directa .....	69
Figura 4.15 Arreglo de línea alternada .....	69
Figura 4.16 Arreglo de cinco pozos .....	70
Figura 4.17 Patrón de siete pozos, (a) Arreglo normal, (b) arreglo invertido .....	71
Figura 4.18 Patrón de nueve pozos, (a) Arreglo normal, (b) arreglo invertido .....	72
Figura 4.19 Patrón de inyección, (a) Cresta y (b) Base .....	72
Figura 4.20 Etapas de desplazamiento de agua .....	75
Figura 5.1 Métodos de recuperación mejorada.....	78
Figura 5.2 Factores de recuperación experimentales y calculados afectados por dispersión .....	85
Figura 5.3 Efecto del número de Peclet y la saturación de petróleo residual, en un desplazamiento con CO <sub>2</sub> .....	86

Figura 5.4 Coeficiente de Lorenz con datos del Pozo-04, unidad de flujo 4 .....	92
Figura 5.5 Coeficiente de Dykstra-Parsons con datos del Pozo-04, unidad de flujo 4.....	93
Figura 5.6 Tensión interfacial del petróleo y el efecto del álcali.....	98
Figura 5.7 Número Capilar en desplazamientos alcalinos.....	100
Figura 5.8 Distribución de tensoactivos a una concentración: (a) menor y (b) mayor a la CMC.....	103
Figura 5.9 Representación esquemática del diagrama de Winsor tipo I ó Tipo II (-).....	105
Figura 5.10 Representación esquemática del diagrama de Winsor tipo II ó Tipo II (+) .....	106
Figura 5.11 Representación esquemática del diagrama de Winsor tipo III ó sistema tipo III .....	107
Figura 5.12 Comportamiento de la curva de flujo fraccional a diferentes viscosidades del agua.....	114
Figura 5.13 Perfil de saturación cuando una solución química es inyectada en un yacimiento con saturación de agua intersticial. ....	116
Figura 5.14 Perfil de saturación de agua cuando la inyección de polímero es iniciado a una alta saturación de agua inicial.....	117
Figura 5.15 Gráfica de curvas de flujo fraccional con polímero.....	117
Figura 5.16 Gráfica para desplazamiento con tensoactivos con Winsor I. ....	118
Figura 5.17 Perfil de saturación para un desplazamiento de microemulsión Winsor I. ....	118
Figura 5.18 Gráfica para desplazamiento con tensoactivos con Winsor II .....	119
Figura 6.1 Imágenes referentes en la medición de tensión interfacial, petróleo Pozo-02. ....	135
Figura 6.2 Medición de tensión interfacial entre petróleo del Pozo-02 y agua desionizada .....	136
Figura 6.3 Determinación de número ácido para la muestra Pozo-02 .....	136
Figura 6.4 Solubilidad de álcalis en muestras de: a) Agua de inyección, b) Agua de formación lavada y filtrada .....	138
Figura 6.5 Emulsiones generadas al mezclar el petróleo con la disolución de álcali al 0.9 % peso.....	139

Figura 6.6 Tensión interfacial para una solución de álcali-agua desionizada y petróleo del Pozo-01 .....	140
Figura 6.7 Comportamiento reológico con respecto al incremento de álcali.....	141
Figura 6.8 Comportamiento reológico a diferente concentración de álcali. ....	141
Figura 6.9 Precipitación y turbidez con tensoactivos.....	143
Figura 6.10 Compatibilidad del (a) T08 y (b) T036* .....	144
Figura 6.11 Compatibilidad del tensoactivo T32* en un barrido de salinidad.....	144
Figura 6.12 Tensoactivo T32* posterior a ser sometido a 92 °C, en un barrido de salinidad .....	145
Figura 6.13 Medición de tensión interfacial agua-petróleo para tensoactivos .....	146
Figura 6.14 Medición de tensión interfacial afectada por el uso de tensoactivo .....	146
Figura 6.15 Comportamiento de fases para tensoactivos: (a) T32* (b) T42* .....	148
Figura 6.16 Prueba de comportamiento de fases en un barrido de salinidad del tensoactivo T42* .....	149
Figura 6.17 Selección de tensoactivos considerando la reducción en la tensión interfacial .....	150
Figura 6.18 Gráfica de la viscosidad contra velocidad de corte para una disolución de polímero P03 con: (a) agua de inyección y (b) agua de formación .....	152
Figura 6.19 Gráfica de la viscosidad contra velocidad de corte para disoluciones con agua de inyección de: (a) copolímeros y (b) terpolímero. ....	152
Figura 6.20 Viscosidad contra velocidad de corte del polímero poliácridamida parcialmente hidrolizada en agua de formación al 0.5 %. ....	153
Figura 6.21 Viscosidad contra velocidad de corte para el copolímero de acrilamida y sal de AMPS medido a 30 °C en agua de formación. ....	154
Figura 6.22 Determinación de número capilar con diferentes mezclas .....	155
Figura 6.23 Factor de recuperación con desplazamiento con agua de inyección y tensoactivo.....	157
Figura A. 1. Esquema de flujo .....	171

## Índice de Tablas

Tabla 2.1 Operación de pozos clasificados por métodos de producción.....	10
Tabla 3.1 Análisis elemental de petróleo crudo típico.....	18
Tabla 3.2 Análisis del agua salada .....	22
Tabla 3.3 Propiedades de los minerales más comunes en rocas carbonatadas .....	25
Tabla 3.4 Unidades y factor de conversión para usar la ley de Darcy.....	28
Tabla 3.5 Comparativa de factores de recuperación .....	44
Tabla 5.1 Criterios de selección para los métodos térmicos considerando algunos autores .....	87
Tabla 5.2 Criterios de selección para los métodos químicos considerando algunos autores .....	88
Tabla 5.3 Criterios de selección para los métodos miscibles considerando algunos autores .....	90
Tabla 5.4 Propiedades de varios álcalis comunes .....	96
Tabla 5.5 Programa de monitoreo y vigilancia para un proyecto de desplazamiento con álcali.....	100
Tabla 5.6 Clasificación de tensoactivos y ejemplos.....	102
Tabla 5.7 Estructuras y características de los polímeros.....	111
Tabla 6.1 Álcalis utilizados en la evaluación experimental .....	122
Tabla 6.2 Procedimiento experimental para selección del álcali.....	123
Tabla 6.3 Metodología experimental para la selección de tensoactivos .....	127
Tabla 6.4 Metodología experimental para la selección de polímeros .....	131
Tabla 6.5 Análisis Stiff&Davis de la muestra de agua de inyección .....	133
Tabla 6.6 Concentración por ión de muestra de agua de inyección .....	133
Tabla 6.7 Análisis Stiff&Davis de la muestra de agua de formación .....	134
Tabla 6.8 Concentración por ión de muestra de agua de formación.....	134
Tabla 6.9 Análisis de muestras de fluidos .....	135
Tabla 6.10 Determinación de número ácido en muestras del Pozo-02.....	137
Tabla 6.11 Solubilidad del álcali en agua.....	137

Tabla 6.12 Valores de pH y conductividad para los diferentes álcali.....	139
Tabla 6.13 Tensoactivos utilizados en la evaluación experimental .....	142
Tabla 6.14 Tabla resumen de los tensoactivos.....	143
Tabla 6.15 Tensión interfacial y comportamiento de fases de los productos evaluados..	147
Tabla 6.16 Comportamiento de fase y tensión interfacial considerando un barrido de salinidad. ....	148
Tabla 6.17 Lista de polímeros utilizados en la evaluación experimental.....	150
Tabla 6.18 Resultados de solubilidad y estabilidad térmica para los polímeros .....	151
Tabla A. 1 Clasificación de hidrocarburos .....	169



## **Agradecimientos**

A mi esposa Laura le agradezco por todo el apoyo para la realización de mis sueños, por compartir estos retos y no dejarme decaer, ya me ha demostrado con su ejemplo de: tenacidad, dedicación y esfuerzo que las metas pueden alcanzarse.

A mis padres José y Alicia, mis hermanos Sonia y José que con su ejemplo me han inculcado el deseo de superarme.

Al programa: SENER-CONACYT-HIDROCARBUROS 185183 “Proceso de recuperación mejorada con la Tecnología de inyección de químicos (ASP) con la aplicación mediante prueba piloto en el Campo Poza Rica”. Por permitirme participar en el desarrollo de la investigación.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y en particular a la Facultad de Química por las facilidades y acceso a sus laboratorios para elaboración de pruebas correspondientes.

A la Facultad de Ingeniería que ha construido mis bases técnicas en la ingeniería petrolera, lo que me ha dado la oportunidad de crecer profesionalmente.

A mis compañeros de laboratorio que compartieron su experiencia y por su apoyo en la explicación de las pruebas.

A mis compañeros de la generación que me mostraron formas diferentes de resolver problemas.

A Pemex Exploración y Producción por las facilidades proporcionadas para la realización de esta investigación.

Al Ing. Raúl León Ventura por apoyarme para realizar la maestría y que gracias a su ejemplo he logrado cumplir diferentes metas. Al Dr. Juan Manuel Berlanga Gutiérrez con el que plasmé los inicios de esta investigación.



Al Dr. Simón López Ramírez por su amistad que me ha brindado, el cual con su ejemplo como persona y profesional me ha seguido formando en mi desarrollo personal y profesional, además de su compromiso y perseverancia y tiempo dedicado para concluir este trabajo.

A mis profesores de diferentes asignaturas que motivaron el seguir superándome: Dr. Fernando Samaniego Verduzco, Dra. Jetzabeth Ramírez Sabag, Dr. Simón López Ramírez, Dr. Erick Emanuel Luna Rojero, Dr. Víctor Hugo Arana Ortiz y Dr. José Luis Basbush Bauza.

A mis sinodales por el tiempo y apoyo que me brindaron en la revisión de este trabajo, complementándolo con su experiencia: Dr. Fernando Samaniego Verduzco, Dr. Erick Emanuel Luna Rojero, Dr. Simón López Ramírez, Dr. José Antonio González Guevara y M.C. David Escobedo Zenil.

A la vida que me ha dado la oportunidad superarme.

## Resumen

En México se encuentran una gran cantidad de campos maduros con diferentes retos técnicos de explotación asociados, como: baja presión de yacimiento, unidades de flujo pendientes de explotar, altas producciones de agua, problemas mecánicos en la tubería de producción, falta de infraestructura superficial, entre otros. Poza Rica es un campo maduro, que ha sido explotado por recuperación primaria y secundaria, sin embargo en los últimos años se manifiesta un incremento en la producción de agua y un decremento en la producción de petróleo, por tanto se estudia la implementación de un proceso de recuperación mejorada.

El campo es complejo debido a que una parte está bajo un área urbana; a nivel yacimiento cuenta con diversas unidades de flujo; por tanto es necesario enfocar los estudios a una parte del campo que para este caso fue el Bloque A y unidad de flujo 4. Es importante destacar que en las intervenciones de reparaciones mayores se ha encontrado que algunas unidades de flujo han sido semi-explotadas; por tanto con la recuperación mejorada se busca desplazar esos bancos de petróleo hacia pozos productores.

Para este trabajo se analiza la situación histórica y actual del campo, así como los aspectos principales de aplicación para los métodos de recuperación mejorada (térmicos, inyección de gas y químicos); considerando estos aspectos se define por condiciones de yacimiento, área urbana en las cercanías e infraestructura superficial, el método que aplica bajo las condiciones actuales del campo es la inyección de productos químicos.

Una vez definido el método, es necesario realizar una evaluación experimental con los productos químicos y los fluidos de pozos ubicados en el área de estudio. Para lo cual se realizaron pruebas de compatibilidad, estabilidad térmica, cambios en las propiedades del petróleo y fluido desplazante, entre otras.

Con base en los resultados de laboratorio obtenidos, se considera que no es recomendable inyectar el álcali, debido a que el petróleo muestra un número ácido bajo y no se reflejan cambios importantes en la tensión interfacial; un efecto negativo observado es la formación de emulsiones. Al analizar el comportamiento de los tensoactivos se encontró que existen productos que logran bajar la tensión interfacial hasta en cuatro órdenes de magnitud, que al relacionarlo con el número capilar se logra incrementar el valor de manera satisfactoria. De los polímeros evaluados a pesar de mostrar incremento en la viscosidad, al mezclarse, posterior a la prueba de estabilidad térmica a temperatura de yacimiento, solo uno mantuvo la capacidad de incrementar la viscosidad.

# 1. Introducción

Actualmente en México se están explotando, bajo condiciones de producción primaria, una gran cantidad de campos maduros, los cuales podrían producirse por recuperación secundaria y/o mejorada, para incrementar su factor de recuperación. Es importante considerar los costos de producción, ya que es cierto que con recuperación secundaria y mejorada se incrementa el factor de recuperación, pero también aumenta el costo asociado a la extracción por barril producido. Existen diversos métodos de recuperación mejorada; por tanto investigar hoy este tema y buscar la aplicabilidad en función de las características de los yacimientos, tiene un gran impacto para la explotación de los campos en México.

Poza Rica es un campo maduro que inició su explotación en el año de 1932; la inyección de agua se implementó en 1951 (en el tiempo ha tenido diferentes arreglos de inyección); el pico de producción de petróleo fue en el año de 1953; actualmente el campo sigue en operación, con una producción baja de petróleo (7 % en relación a su producción pico), aunado a un corte de agua alto.

Con el desarrollo de esta investigación se buscó: 1) analizar los diferentes métodos de recuperación mejorada, en función de las características del yacimiento del campo en estudio, para determinar cuál es el que mejor se adecua a este campo; 2) Describir el efecto del método de recuperación en la mejora de parámetros que gobiernan el flujo de fluidos en el yacimiento; 3) Realizar una evaluación experimental del método de recuperación mejorada seleccionado con los fluidos del yacimiento de interés.

La metodología empleada se desarrolló en tres fases; la primera fue documental donde se identificaron las características principales del campo, en particular geología, histórico de explotación y la situación actual del campo; otro eje fundamental fue en sustentar teóricamente los fundamentos de los métodos de recuperación mejorada, considerando la interacción roca fluidos, efectos de la heterogeneidad en el desplazamiento de fluidos. La segunda etapa fue una

evaluación experimental, en la cual se utilizaron productos químicos y fluidos obtenidos del campo en estudio; es relevante mencionar que esta etapa requirió un mayor tiempo para su ejecución. La tercera etapa consideró la interpretación de resultados y elaboración del reporte final.

El documento se estructuró en 7 capítulos, el primer capítulo es la introducción.

El segundo capítulo titulado: *Descripción del campo Poza Rica*, se enfoca en generar un contexto de la geología del campo, histórico de explotación, así como la situación actual. De acuerdo a lo anterior, se vislumbra que es necesario cambiar de estrategia en las técnicas actuales de explotación para así poder incrementar la producción; considerando que el campo de interés ya ha tenido etapas de explotación por recuperación primaria y secundaria, la implementación de recuperación mejorada es una opción para optimizar la explotación.

En el tercer capítulo titulado: *Fundamentos de los métodos de recuperación mejorada*, se describen los fundamentos de los métodos para así poder entender los efectos que tendrán al tener un tipo de roca y fluidos del campo. Lo anterior es importante debido a que el tipo de roca definirá algunas propiedades del agua (dureza, pH, composición, etc.), promoverá una tendencia de mojabilidad, las propiedades del petróleo (viscosidad, densidad, número ácido, etc.) ayudarán a identificar el método que más se adecue a las condiciones del campo.

El cuarto capítulo titulado: *Flujo de fluidos en el medio poroso*, se aborda el tema en donde la heterogeneidad de un yacimiento tiene un papel importante en el desplazamiento de los fluidos, considerando que en la recuperación mejorada se inyecta un fluido desplazante (agua o gas bajo ciertas consideraciones), el cual tendría propiedades diferentes al que ha sido sometido anteriormente el campo, se podría propiciar un mejor desplazamiento, así mismo se modificarán propiedades por la interacción agua-petróleo. Considerando lo anterior se tendría una mejora en la eficiencia areal y vertical de desplazamiento. El tipo de arreglo de inyección afectará con base en el fluido desplazante (considerando la viscosidad) y el fluido desplazado.

Para el quinto capítulo titulado: *Métodos de recuperación mejorada: fundamentos y selección*, se trabajó en una revisión de la literatura para mostrar rangos de aplicación en los métodos de recuperación mejorada considerados, para los cuales se integraron rangos propuestos por diversos autores, en este análisis de información así como características del campo en estudio, se consideró: profundidad, condiciones de presión, temperatura, heterogeneidad y composición de los fluidos del yacimiento. A nivel sub-superficial se revisaron problemas mecánicos que pudieran afectar la recuperación de fluidos. Para la superficie se consideraron las instalaciones superficiales actuales y que el área de interés se encuentra ubicada dentro de un área urbana. Lo anterior, permitió definir cuál es el método de recuperación mejorada más factible de aplicar bajo las condiciones actuales.

En el sexto capítulo titulado: *Evaluación experimental y resultados*, se describe la evaluación experimental utilizada en el método de recuperación mejorada previamente seleccionado, asimismo se describen las metodologías utilizadas y resultados de cada etapa del proceso, con lo cual se muestra un efecto positivo en las modificación de las propiedades que beneficiarán el desplazamiento de fluidos en el yacimiento; el álcali derivado al tipo de petróleo no se sustenta como necesario en el proceso; el tensoactivo logró disminuir la tensión interfacial, mientras que con el polímero se incrementa la viscosidad del agua de inyección, que es el objetivo buscado al implementar la utilización de los métodos químicos.

Por último en el capítulo 7 se plasman las conclusiones, interrogantes, las aristas de investigación próximas y recomendaciones posibles.



## 2. Descripción del campo Poza Rica

### 2.1. Descubrimiento e histórico de explotación

Como se muestra en la **Fig. 2.1**, el campo Poza Rica se encuentra en el estado de Veracruz. El modelo sedimentario de la formación caliza Tamabra está estrechamente relacionado a la evolución de la Plataforma de Tuxpan; presenta una distribución amplia en gran parte de la Cuenca Tampico-Misantla.



*Figura 2.1 Localización del campo Poza Rica  
Fuente: tomado de (Google Earth, 2016)*

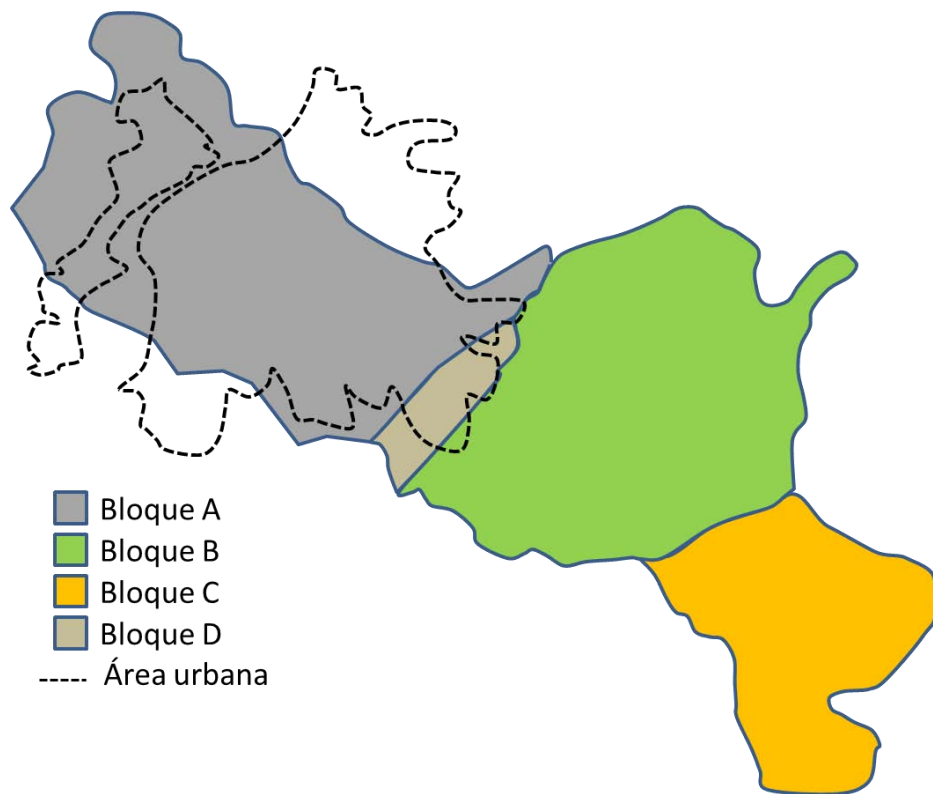
Tiene una longitud de 22 km y una amplitud máxima de 9 km, con una superficie aproximada de 127 km<sup>2</sup>, fue descubierto en mayo de 1930, sin embargo la explotación del campo se inició hasta dos años después. En 1951 se implantó una prueba piloto de inyección de agua con 28 pozos, ubicados de forma dispersa en la parte inferior del yacimiento. En 1953 el campo tuvo su producción máxima de petróleo de 149 Mbpd (PEP, 2006).



Es un yacimiento inicialmente saturado con un hidrocarburo ligero de 31 API, su producción para diciembre de 2015 con 185 pozos en operación fue de  $Q_o = 7,853$  bpd y  $Q_w = 20,243$  bpd.

La roca almacenadora en el campo es la formación caliza Tamabra, se encuentra entre la formación Tamaulipas inferior y Agua Nueva, que actúa como su sello regional superior.

Se puede considerar que el campo está dividido en cuatro bloques (para casos prácticos serán definidos como A, B, C y D) **Fig.2.2**, entre los cuales se encuentran los siete sub-campos. La formación Tamabra está dividida en cinco cuerpos principales (4 unidades de flujo y una unidad sellante), los cuales están divididos entre sí, por lo que entre los cuerpos se han identificado unidades de flujo independientes.



*Figura 2.2 Representación esquemática del campo y Bloques*

*Fuente: Adaptado de (PEP: 2012)*

El registro de un pozo tipo, muestra el comportamiento típico de las secuencias almacenadoras en la formación Tamabra (cuatro unidades de flujo), así como sus unidades lutíticas limitantes, en las que se destaca la presencia de una unidad definida como sellante, **Fig. 2.3**. Las características petrofísicas de cada secuencia, se han estimado con la información proporcionada por los registros geofísicos (litológicos de resistividad y porosidad).

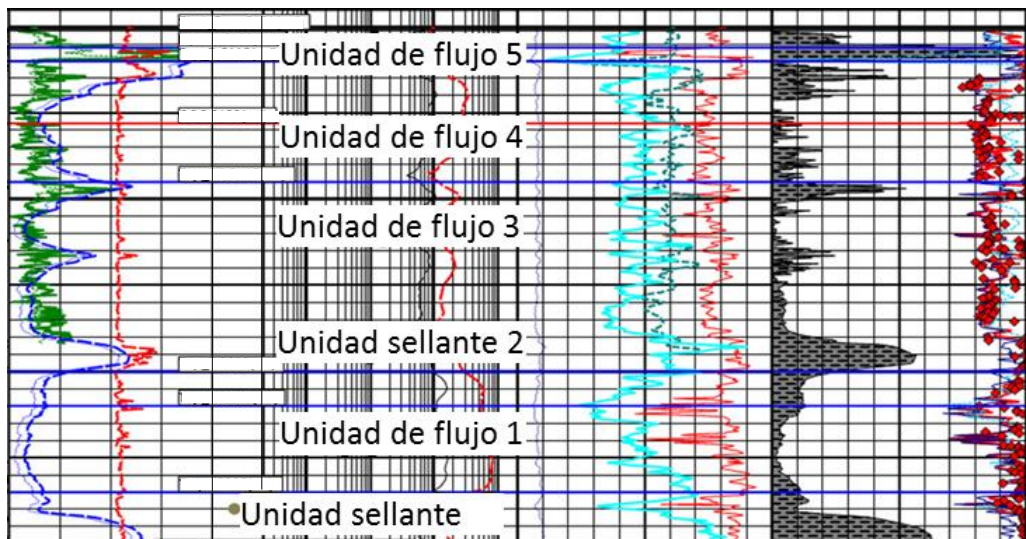


Figura 2.3 Representación de registro tipo del campo en estudio.  
Fuente: Adaptado de (PEP, 2012)

En el campo se tienen identificadas las principales unidades de flujo y unidades sellantes, las cuales presentan continuidad entre pozos, a pesar que algunos intérpretes definen las cimas y bases de los cuerpos con algunos metros de diferencia, todos interpretan en que existe la continuidad de éstas. La heterogeneidad del yacimiento resalta al analizar los registros geofísicos de los pozos, esto dificulta la interpretación de la continuidad y espesores de las unidades sellantes y de flujo.

La presión del yacimiento oscila entre los 130 y 250 kg/cm<sup>2</sup>, la profundidad de los pozos se encuentra en un rango de los 2,100 md y hasta 2,800 md, siendo los pozos de la parte norte los más someros y los pozos del sur del campo los más

profundos. Es importante resaltar mantenimiento de la presión causado por la inyección de agua, implementada desde el año de 1951.

La producción máxima del campo fue en 1953, posterior a esa fecha se registró una caída de la producción y un incremento de la producción de agua, como se muestra en la **Fig. 2.4** los últimos datos de producción de petróleo solo representan el 7 % de la producción bruta.

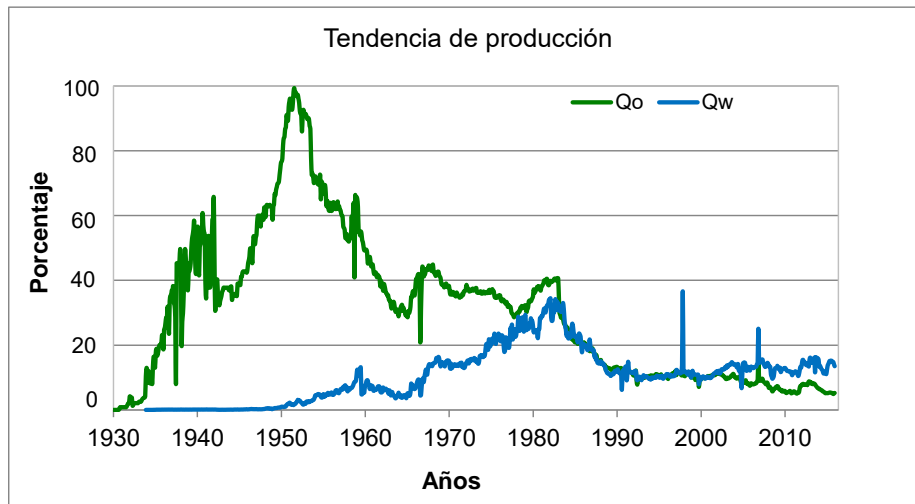


Figura 2.4 Comportamiento histórico de producción del campo  
Fuente: Adaptado de (PEP, 2013)

En la **Fig. 2.5** se puede entender que la producción de agua ha incrementado hasta mantenerse en valores de los últimos años de 60 y 75 %, mientras que con el mantenimiento de presión el RGA se ha mantenido.

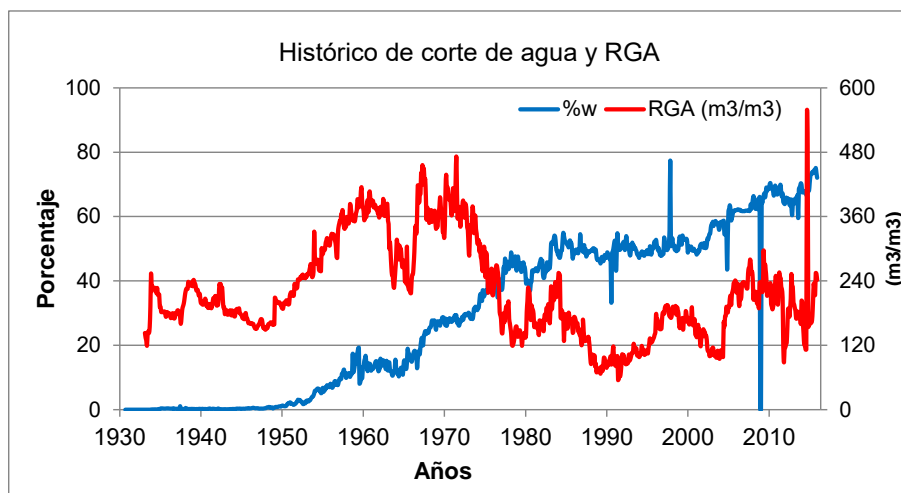


Figura 2.5 Comportamiento histórico de corte de agua y RGA del campo  
Fuente: Adaptado de (PEP, 2013)

## 2.2. Situación actual (necesidad de la recuperación mejorada)

La inyección de agua se ha realizado en tres cuerpos, por lo que actualmente se encuentra distribuida en diferentes zonas del yacimiento, lo que implica un alta producción de agua para algunas unidades de flujo (mezcla de agua congénita y de inyección), esto implica un riesgo para intervenciones como reparaciones mayores y perforaciones, además de que se tienen que optimizar los gastos de explotación para retardar la irrupción de agua.

Se analizó la situación actual del área de interés, generando análisis de comportamiento de volumen de petróleo identificando las zonas con mayor acumulativa, que es el Bloque A **Fig.2.6**; así mismo se revisó y analizó la distribución de los pozos inyectoros, observándose en su mayoría en el Bloque A y Bloque B **Fig.2.7**, aunque el Bloque A presentó un mayor volumen de agua inyectada, estos mapas consideran el comportamiento de todas las unidades de flujo.

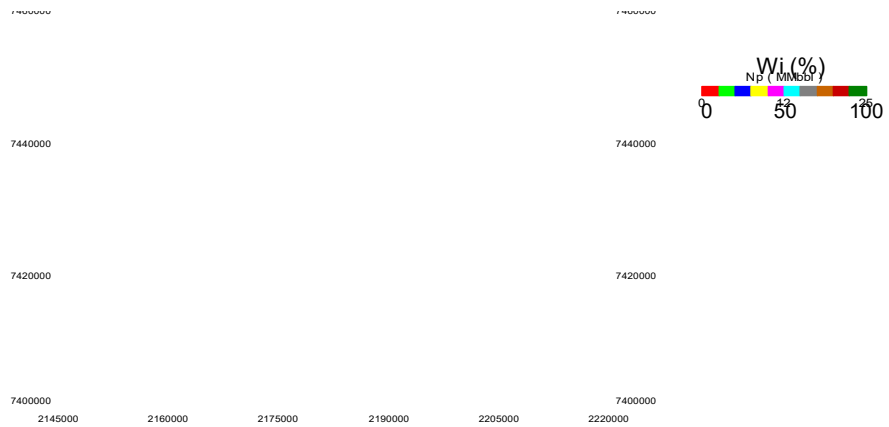


Figura 2.6 Acumulada de petróleo  
Fuente: Adaptado de (PEP, 2013)

Figura 2.7 Acumulada de agua de inyección  
Fuente: Adaptado de (PEP, 2013)

Inicialmente los pozos fueron operados como fluyentes, el tiempo de producción fue alargado a través de la optimización de estrangulador, sin embargo, fue

necesaria la implementación del sistema artificial posterior a un tiempo de explotación.

El campo ha sido explotado con diversos sistemas artificiales de producción como: bombeo neumático, bombeo mecánico y bombeo hidráulico a lo largo de su vida productiva. También se han realizado pruebas con bombeo electro-centrifugo y cavidades progresivas.

En la **Tabla 2.1** se muestra la producción atribuible por sistema artificial de producción a diciembre de 2015, donde resalta que la mayor cantidad de pozos operando es con sistema artificial de producción (82 %), específicamente con bombeo mecánico, los pozos operando con bombeo neumático se encuentran fuera del área urbana.

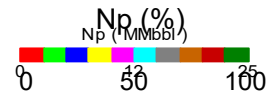
Tabla 2.1 Operación de pozos clasificados por métodos de producción  
*Fuente: tomado de (PEP, 2015)*

Sistema	Pozos operando	Qo (bd)	Contribución en la producción de petróleo
BM	105	3,418	44%
FL	33	1,224	16%
BN	28	472	6%
BH	19	2,739	35%
<b>Total general</b>	185	7,853	100%

Una vez definido el comportamiento histórico de producción e inyección de fluidos se analizan a través de un mapa de producción los pozos que actualmente se encuentran en operación en el área, **Fig.2.8** donde se interpreta una distribución de pozos con mayor producción dentro del área urbana, además se puede observar que la mayor cantidad de pozos operando y mayor producción de petróleo está en el Bloque A, **Fig.2.9**.

7460000  
7440000  
7420000  
7400000

7460000  
7440000  
7420000  
7400000



*Figura 2.8 Pozos operando en al campo*  
*Fuente: Tomado de (PEP, 2015)*

*Figura 2.9 Pozos operando Bloque A*  
*Fuente: tomado de (PEP, 2015)*

### **Recuperación primaria**

Ésta estuvo activa desde el inicio de su explotación en 1930 hasta 1951 que se implementó la recuperación secundaria. En este periodo el incremento de producción fue un reflejo al número de pozos perforados durante el desarrollo del campo.

### **Recuperación secundaria**

Derivado del largo tiempo de explotación y a pesar de estar sometido a inyección de agua desde el año de 1951, coexisten unidades de flujo de-presionadas y re-presionadas en el yacimiento; derivado a lo anterior, el campo se explota tanto con pozos fluyentes y pozos con sistema artificial de producción.

Se iniciaron procesos de recuperación secundaria en yacimiento a partir del año de 1951. Las áreas iniciales de inyección fueron seleccionadas por sus características petrofísicas, condiciones de energía y disponibilidad de fluidos.

A continuación se describen algunas generalidades del proceso de recuperación secundaria aplicado en el campo y su impacto en la producción total del campo:

En 1951 se implantó una prueba piloto de inyección de agua con 28 pozos, ubicados en forma dispersa en la parte inferior del yacimiento. Al mismo tiempo se inyectó gas en la parte superior del yacimiento suspendiéndose tiempo después por no observarse recuperación de presión o incremento en la producción de petróleo. Durante 1951 a 1962 se inyectó un promedio de 125,000 bpd de agua a través de 28 pozos. Sin resultados favorables por lo que en mayo de 1962 se modificó el patrón de inyección observándose los efectos de la inyección tres años después (PEP, 2006).

En el comportamiento histórico de la inyección mostrado en la **Fig. 2.10** se puede apreciar que posterior al año de 1962 existe un ligero incremento en la producción, aunque también el mantenimiento de la producción está asociado con el desarrollo pozos intermedios.

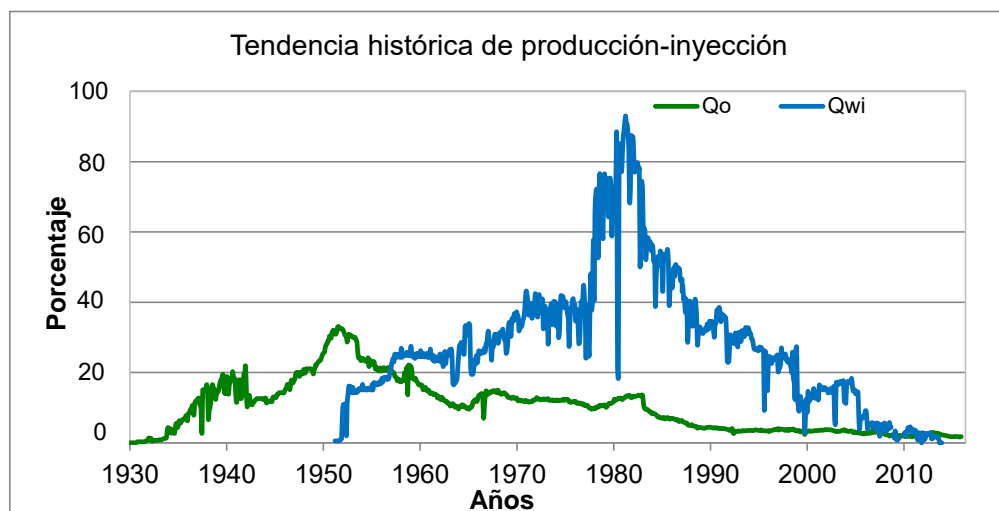


Figura 2.10 Tendencia histórica de producción e inyección del campo.

Fuente: tomado de (PEP, 2013)

La **Fig.2.11** muestra una relación de la producción acumulada de petróleo y el agua de inyectada, en lo que se observa que el mayor incremento de acumulada de petróleo es en los primeros 40 años, posterior a ese periodo a pesar del

volumen de agua inyectada no se observa un incremento tan favorable en la producción de petróleo.

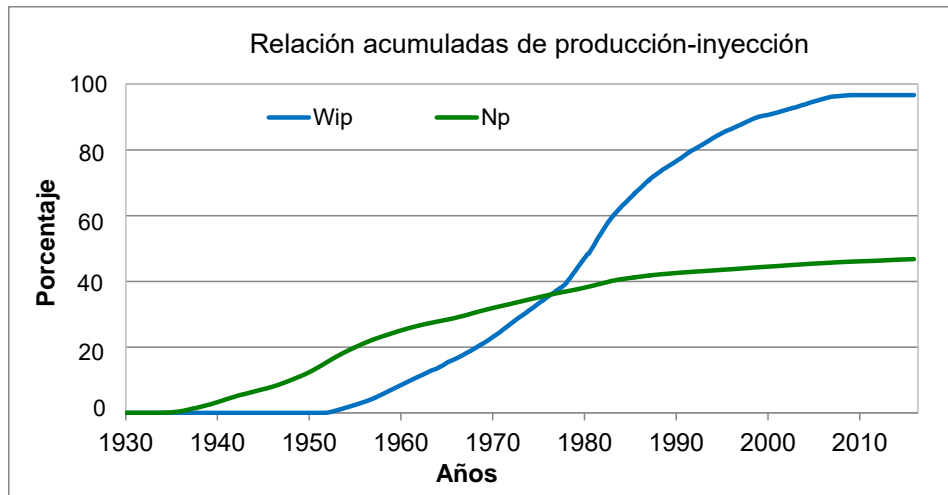


Figura 2.11 Comportamiento de acumulada de petróleo y agua inyectada del campo.

Fuente: tomado de (PEP, 2013)

Derivado a la inyección de agua, a la cual se ha sometido el campo, existe un cambio en el valor de la salinidad, inicialmente estaba en valores cercanos a las 50,000 ppm; sin embargo, actualmente eso ha variado, pudiendo tener valores en rangos tan bajos como 10,000 ppm.

## Limitaciones y situación actual del campo

### Estados mecánicos tipo

Considerando que el campo en estudio tiene un largo tiempo de explotación, se debe considerar que derivado a intervenciones de mantenimiento como reparaciones menores o cambios de intervalos a través de reparaciones mayores, las condiciones mecánicas de algunos pozos se encuentran afectadas, **Fig. 2.12**, además que al rededor del año 2010 se comenzó una estrategia de perforación de pozos horizontales con agujero descubierto en su mayoría con objetivo de la unidad de flujo 4, también se cuentan en el campo con tres pozo esbeltos, las condiciones mecánicas de los pozos tipo se muestran a continuación:



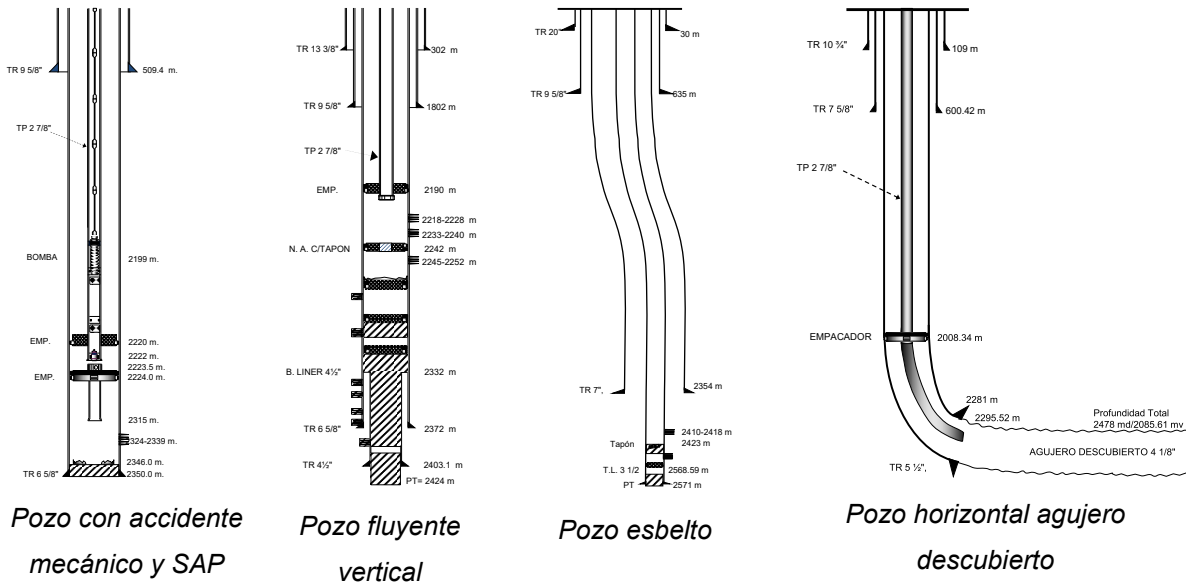


Figura 2.12 Estados mecánicos tipo en el campo.  
Fuente: Tomado de (PEP, 2012)

Como se ha explicado en el campo se tiene una caída de producción de petróleo y una incremento en la producción de agua, por tanto se visualiza la necesidad de implementación de un método de recuperación mejorada para incrementar la producción de petróleo, en la **Fig. 2.13** se muestra el comportamiento de los últimos 3 años donde se puede visualizar que la producción de petróleo disminuye y la producción de agua no se comporta con la misma tendencia.

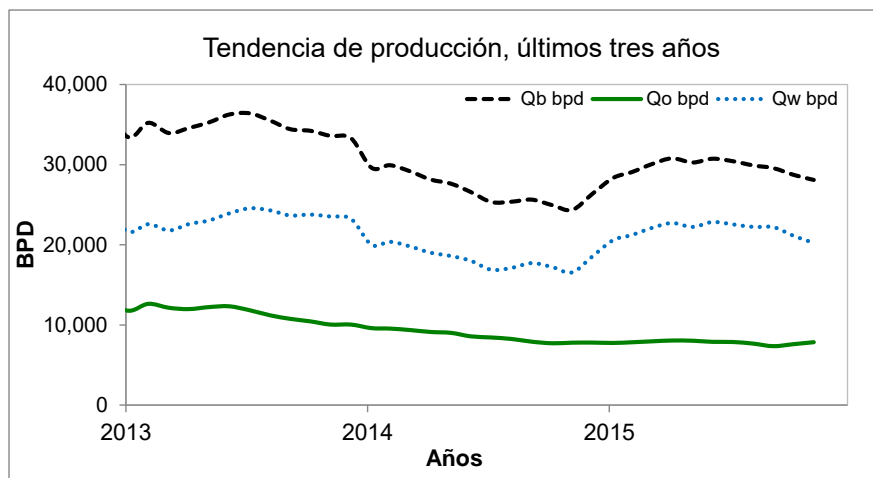


Figura 2.13 Tendencia de producción de los últimos tres años en el campo.  
Fuente: Tomado de (PEP, 2015)

### **3. Fundamentos de los métodos de recuperación mejorada**

#### **3.1. Efectos del tipo de roca y fluidos**

Toda la materia está compuesta por átomos. El átomo es la unidad más pequeña en que un elemento puede ser dividido, es decir son los componentes básicos de toda materia. Los átomos están conformados por tres partículas subatómicas; Protones (carga positiva), Neutrones (carga neutra) y Electrones (Carga negativa).

El átomo está conformado por dos zonas distintas, un núcleo que contiene los protones y neutrones y es rodeado por una nube de electrones. En los átomos de carga neutra (sin valencia), el número de electrones es igual al número de protones, por tanto, la carga del átomo es neutra. Cuando un átomo gana o pierde electrones se forma un átomo cargado que es llamado ion. Cuando el átomo pierde un electrón se forma un ion de carga positiva llamado catión, de manera similar si gana un electrón se forma un anión de carga negativa.

Los compuestos se forman por los enlaces entre átomos de dos elementos diferentes, esto puede ser transfiriendo electrones (enlace iónico) o compartiendo electrones (enlace covalente). Los compuestos tendrán diferentes propiedades físicas y químicas de los elementos que los componen.

La molécula es la partícula más pequeña que presenta todas las propiedades físicas y químicas de una sustancia y se encuentra formada por dos o más átomos enlazados químicamente.

La valencia de un ion es el número de electrones que puede adquirir o perder para convertirse en un compuesto estable de carga neutra. Por ejemplo, para formar el agua ( $H_2O$ ) un átomo de oxígeno (valencia -2) se combina con dos átomos de hidrógeno (valencia 1+), para formar la sal ( $NaCl$ ) un átomo de sodio (valencia 1+) se combina con un átomo de cloro (valencia 1- ).

Algunos compuestos covalentes tienen un intercambio incompleto del electrón en el enlace, lo cual resulta en cargas positivas y negativas parciales en los átomos dispuestos de una manera que polariza la molécula. Por ejemplo en el agua ( $H_2O$ ), los dos átomos de hidrogeno permanecen parcialmente positivos y el átomo de oxigeno permanece parcialmente negativo. Las cargas negativas del oxígeno dominan un lado de la molécula, mientras que las cargas positivas de los átomos de hidrogeno dominan el otro lado, formando una molécula polar **Fig.3.1**, Los átomos de hidrogeno de las moléculas de agua son atraídos por los átomos de oxigeno de otras moléculas de agua cercanas. Esta atracción entre el polo positivo de hidrogeno de una molécula y el polo negativo de oxigeno de otra molécula se llama enlace de hidrogeno. (M-I L.L.C, 2001).

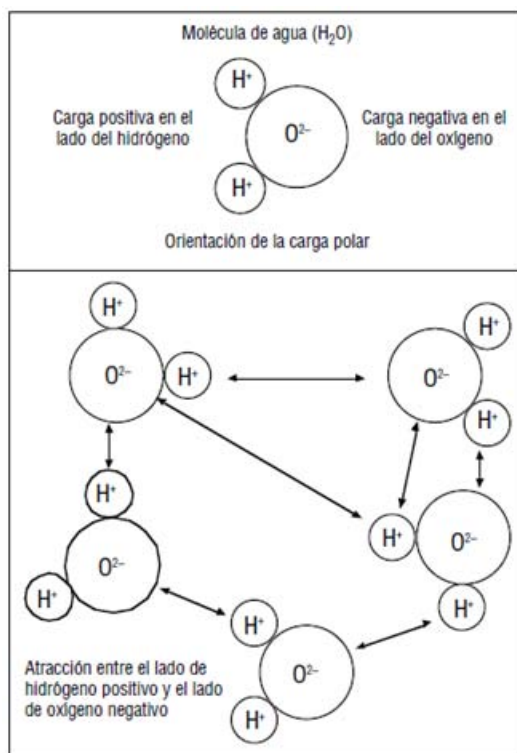


Figura 3.1 Molécula polar y enlace de hidrógeno en el agua.

Fuente: tomado de (M-I L.L.C, 2001)

Comparado con el enlace covalente, los enlaces de hidrogeno se consideran enlaces débiles, por tanto, rompen y forman enlaces entre las moléculas cercanas.

### 3.1.1. Características del petróleo

El comportamiento molecular de una mezcla se expresa de mejor manera por el comportamiento individual de las moléculas que la componen. Son cuatro los factores físicos importantes que gobiernan el comportamiento de los hidrocarburos como se muestra en la **Fig. 3.2**. Estos son (1) presión, (2) atracción molecular, (3) energía cinética (movimiento molecular asociado con la temperatura) y (4) repulsión molecular, (Clark, 1969)

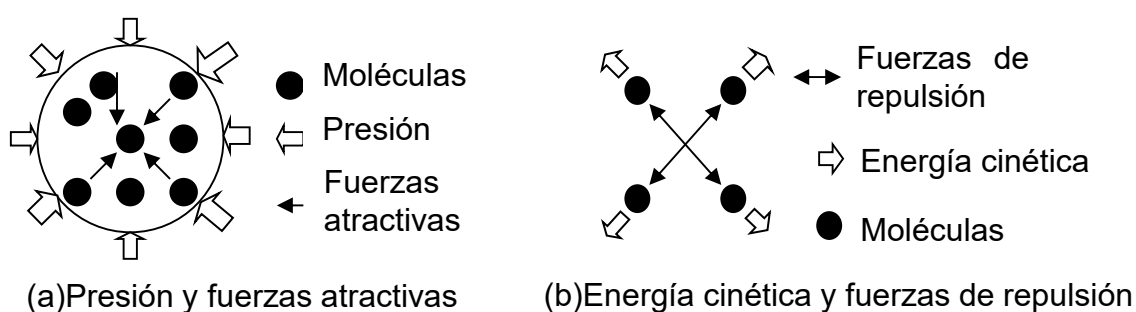


Figura 3.2 Fuerzas que gobiernan el comportamiento de los hidrocarburos.

El petróleo está conformado por componentes orgánicos. Dependiendo del número de átomos de carbono y de la estructura de los hidrógenos presentará diferentes propiedades. El petróleo se clasifica en función de las estructuras formadas por las moléculas, estos pueden ser parafínicos, nafténicos, aromáticos y asfálticos. Así mismo se han agrupado en series homologas a los que tienen estructuras moleculares similares y han clasificado propiedades físicas que difieren de acuerdo al número de átomos de carbono en la estructura (ver Anexo A).

El petróleo obtenido de los yacimientos puede tener diferentes características, respecto al color, viscosidad, densidad relativa, entre otros, sin embargo, casi todos los líquidos naturales de petróleo tienen análisis elemental dentro de los límites mostrados en la **Tabla 3.1**.

Tabla 3.1 Análisis elemental de petróleo crudo típico.

Fuente: Adaptado de (McCain, 1990)

Elemento	Porcentaje en peso
Carbón	84-87
Hidrógeno	11-14
Azufre	0.06-2.0
Nitrógeno	0.1-2.0
Oxígeno	0.1-2.0

Los hidrocarburos contienen ácidos carboxílicos, éstos constituyen un grupo de compuestos que poseen un grupo funcional llamado grupo carboxilo o grupo carboxi (-COOH). Éste tipo de ácido se puede disgregar en el agua para dar un protón y un ion carboxilato, el valor de número ácido ( $k_a$ ) es conocido como la constante de acides, el  $p_k a$  de un ácido es el logaritmo negativo de  $k_a$  y se utiliza para indicar la acides. En la **Fig.3.3** se muestra un ejemplo de la estructura de un ácido carboxílico.

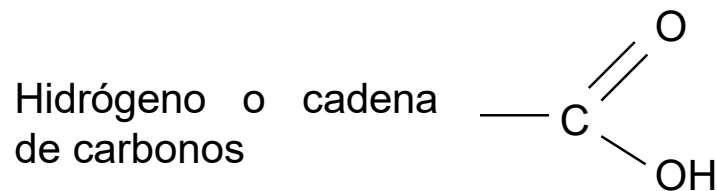


Figura 3.3 Estructura del ácido carboxílico

El grupo carboxilo presenta polaridad; por lo tanto se considera que puede formar puentes de hidrogeno, lo que origina que de  $C_1$  a  $C_4$  sean solubles en agua, de  $C_5$  a  $C_{10}$  son muy poco solubles y para componentes mayores al  $C_{10}$  con prácticamente insolubles en agua. Se considera que del  $C_1$  a  $C_9$  son líquidos y a partir de  $C_{10}$  son sólidos.

## Viscosidad de un fluido

La viscosidad se define en términos generales como la resistencia interna del fluido a fluir. Una definición más rigurosa puede ser desarrollada matemáticamente. En la **Fig.3.4** dos capas de área  $A$  contienen un fluido separado por una distancia  $dy$  se muestran a estar en movimiento. La capa superior tiene una velocidad  $v+dv$ , y la otra capa una velocidad  $v$ . Debido a la fricción entre las moléculas del fluido una fuerza  $F$  es requerida en la capa superior para mantener la diferencia en velocidad  $dv$  entre las capas, por tanto ha sido determinado experimentalmente la siguiente proporcionalidad (Amix, et.al. 1960)

$$\frac{F}{A} \propto \frac{dv}{dy} \dots\dots\dots(3.1)$$

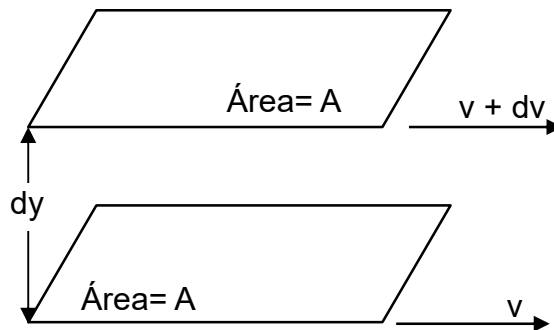


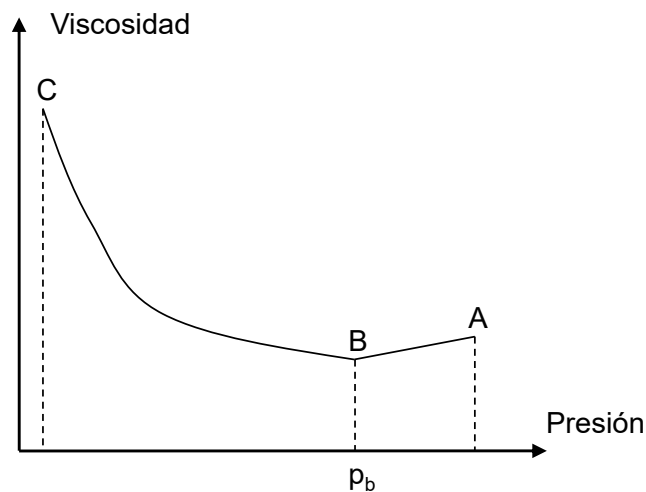
Figura 3.4 Movimiento relativo de dos capas de fluido  
Fuente: Adaptado de (Amix ,1960)

Para realizar la igualdad se introduce una constante de proporcionalidad “ $\mu$ ”, quedando como se describe a continuación

$$\frac{F}{A} = \mu \frac{dv}{dy} \dots\dots\dots(3.2)$$

En general la viscosidad de un líquido aumenta cuando la presión incrementa, disminuye cuando la temperatura aumenta. Por tanto, en el petróleo ocurre de manera similar, aunque hay que considerar la liberación del gas a presiones menores a la de burbuja.

En la **Fig.3.5** se muestra el comportamiento ideal de la variación de la viscosidad con respecto a la presión (a temperatura constante). Como se muestra en la figura, sí se trata de un yacimiento bajo-saturado punto A, al disminuir la presión la viscosidad tiende a disminuir debido a que existe una expansión del petróleo sin cambio en la composición hasta llegar al punto B (presión de burbuja), pero del punto B al punto C (siendo el punto C la presión de abandono) a pesar de existir una disminución en la presión la viscosidad aumenta considerablemente esto es debido a que existe un cambio en la composición y esta incrementa en tipo exponencial ya que primero se liberan los componentes más ligeros y luego los más pesados.



*Figura 3.5 Gráfica de viscosidad del petróleo con respecto a la presión.*

### 3.1.2. Características del agua

El agua es un fluido que interactúa con los hidrocarburos y el medio poroso en un yacimiento; a continuación se describe los factores que afectan la solubilidad:

- Temperatura: para la mayoría de los sólidos y lo líquidos la solubilidad aumenta a medida que incrementa la temperatura, mientras que para los gases la solubilidad disminuye a mayor temperatura.
- El pH. Algunos productos químicos tales como las sales multivalentes de hidróxido y carbono, son más solubles en condiciones ácidas. Los iones de calcio son más solubles a un pH ácido a neutro, a medida que aumenta el pH, los iones hidróxido reaccionan con el calcio para precipitar hidróxido de calcio. Otros compuestos como los iones carbonato cambian de especie cuando el pH aumenta. Por ejemplo, el  $\text{CO}_2$  reacciona con el agua para convertirse en ácido carbónico a un pH bajo. Reaccionará con el hidróxido para formar iones bicarbonatos en un rango de pH neutro y finalmente iones de carbonato a un pH alto, **Fig.3.6**.

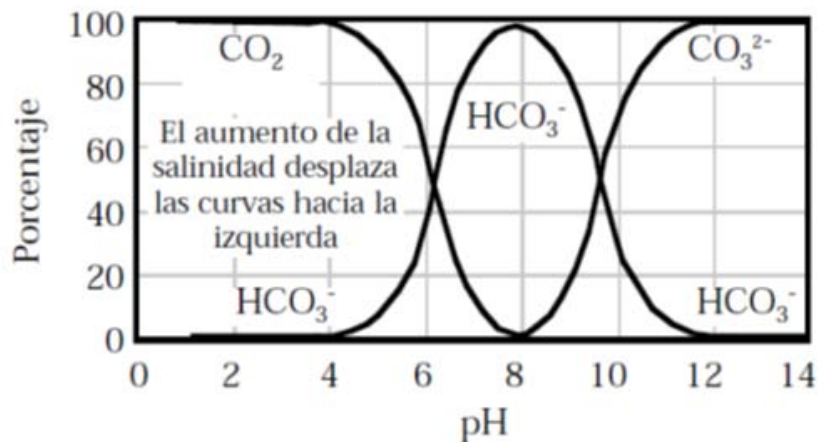


Figura 3.6 Balance carbonato-bicarbonato

Fuente: tomado de (M-I L.L.C, 2001)

- Ambiente iónico (salinidad). El incremento de la salinidad aumenta generalmente solubilidad de otras sales.
- Presión. El aumento de la presión facilita la solubilidad de un gas en un líquido, pero no tiene prácticamente ningún efecto en la solubilidad de los líquidos y los sólidos.

En la **Tabla 3.2** se muestran los componentes que puede contener nel agua salada:



Tabla 3.2 Análisis del agua salada  
 Fuente: tomado de (M-I L.L.C, 2001)

Componentes	Partes por Millón (mg/l)
Sodio	10.550
Cloro	18.970
Sulfato	2.650
Magnesio	1.270
Calcio	400
Potasio	380
Bromo	65
Otros componentes	80

Se utilizan comúnmente dos unidades de medida para definir la salinidad de un agua. Miligramos por litro (mg/l); es una relación de peso volumen, una solución de 100 mg/l contienen 100 mg de soluto por litro de solución, los miligramos por litro pueden ser convertidos a partes por millón si se conoce la densidad del fluido dividiendo el valor entre la densidad relativa de la solución. Partes por millón (ppm); es una relación peso-peso, indica la concentración en peso expresada en partes por millón del total, es equivalente a la fracción en peso (decimal) multiplicada por un millón.

La dureza del agua es una referencia de la concentración de compuestos minerales que hay en un cierto volumen, como el calcio o magnesio, por tanto cuando se habla de un agua dura se entiende que tiene una elevada concentración e dichas sales , en caso contrario el agua blanda hace referencia a que las contiene en muy baja cantidad. Cabe mencionar que existen diferentes ecuaciones para obtener la medida de la dureza; una unidad de medida para la dureza del agua son los grados hidrométricos franceses (°HF) que pueden obtenerse con la siguiente formula

$$^{\circ}\text{HF} = \frac{\text{mg/l Ca} * 2.5 + \text{mg/l Mg} * 4.2}{10} \dots\dots\dots(3.3)$$

La presencia de sales de calcio y magnesio en el agua depende de las formaciones involucradas en el proceso de migración del agua al yacimiento; por tanto las aguas que atraviesan formaciones o están en yacimientos carbonatados tendrán una mayor dureza. Al contrario, las aguas que atraviesan formaciones siliciclasticas son las que tendrán una dureza muy baja.

En un yacimiento que se tenga agua dura será menos efectivo el uso de tensoactivos. La dureza puede eliminarse utilizando el carbonato de sodio (o de potasio) y cal. Estas sustancias causan la precipitación del Ca como carbonato y del Mg como hidróxido.

A continuación se muestra un rango de valores en °HF para determinar que dureza tiene el agua: °HF < 7: agua muy blanda, 7 < °HF < 14: agua blanda, 14 < °HF < 32 agua de dureza intermedia, 32 < °HF < 54 agua dura y °HF > 54: agua muy dura.

El agua oceánica es ligeramente alcalina, su valor de pH está entre 7-8 y varía en función de la temperatura, si ésta aumenta el pH disminuye por lo que tiene a la acidez.

### **3.1.3. Tipo de roca (carbonatos y siliciclasticas)**

Es importante considerar la composición de la roca para entender las reacciones que pudieran ocurrir al interactuar un fluido inyectado al yacimiento; por lo tanto a continuación se describen brevemente algunos minerales que se encuentran en formaciones siliciclasticas y de carbonatos.

#### **Carbonatos**

Generalmente se acepta que el mineral se comporta de manera básica en condiciones no acuosas, mientras que existe un cambio de carga en un medio acuoso. La carga de la superficie es causada por la disolución de iones del  $\text{CaCO}_3$

superficial. A un pH  $\leq 9$ , se encuentran iones de  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{HCO}_3^-$  y  $\text{OH}^-$  en la fase acuosa. A un pH cercano a 9, el  $\text{CO}_3^{2-}$  aparece adicionalmente a estos iones y alcanza una alta concentración de todos los iones presentes. Por tanto, la disolución parcial de carbonato de calcio afecta la carga de la superficie, sus propiedades coloidales y su interacción con otros sustratos. Ocurren complicaciones entre la superficie de las moléculas de los grupos de carboxilatos y los átomos de calcio hidratado localizados en la superficie del  $\text{CaCO}_3$  expuestos a la fase líquida (Plank y Bassioni, 2007).

Se considera roca carbonatada a aquella que está formada por más del 50% de minerales carbonatados (aragonito, calcita alta en Mg, calcita baja en Mg, dolomita, otros).

La cantidad de  $\text{Mg}^{2+}$  presente en las calcitas magnesianas dependen de la razón  $\text{Mg}^{2+}/\text{Ca}^{2+}$  en la solución y de la temperatura. A temperaturas decrecientes el contenido de  $\text{Mg}^{2+}$  disminuye. Las calcitas con alto contenido en Mg tienen tendencia rápida a transformarse en calcita, liberando iones de  $\text{Mg}^{2+}$ . La presencia de estos iones de  $\text{Mg}^{2+}$  en la solución tiene un efecto inhibitor en la cristalización de calcita, ya que al ser liberados forman una especie de protección alrededor de los cristales de calcita impidiendo el crecimiento de estos a tamaños mayores de 3 micras.

La caliza cuyo origen es sedimentario está compuesta generalmente por el mineral calcita ( $\text{CaCO}_3$ ), o por su polimorfo aragonita. La presencia de aragonita es un indicador de materiales de formación reciente. La dolomía se corresponde con una roca sedimentaria pero contiene el mineral dolomita ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ). Existen otros carbonatos que pueden encontrarse asociados tanto a las calizas como a las dolomías, entre ellos siderita ( $\text{FeCO}_3$ ), ankerita ( $\text{Ca}_2\text{MgFe}(\text{CO}_3)_4$ ) y magnesita ( $\text{MgCO}_3$ ). Gran parte de los carbonatos sedimentarios han tenido su origen en procesos químicos y bioquímicos; entre estos últimos, se cuentan los formados por esqueletos de microorganismos y moluscos (Ponce y Gambaudo, 2005).

La disolución es el resultado de la interacción de dos factores: la composición del agua de los poros y la mineralogía de las partículas. Cuando estos dos factores se encuentran en desequilibrio, se produce la disolución. El resultado final de los procesos de disolución va a ser la creación de diferentes tipos de poros (porosidad secundaria).

En la **Tabla 3.3** se presenta una descripción de las propiedades físicas (sistema cristalino, dureza, densidad y color) de los minerales más comunes de las rocas carbonatadas. Además se incluye una clasificación de los minerales según el grupo de carbonato.

*Tabla 3.3 Propiedades de los minerales más comunes en rocas carbonatadas*

*Fuente: tomado de (Ponce y Gambaudo, 2005)*

MINERAL	SISTEMA CRISTALINO	DUREZA MOHS	DENSIDAD	COLOR
CALCITA CaCO <sub>3</sub>	Hexagonal Clivaje romboedral	3	2,72	Comúnmente incolora o blanca. Coloreada por impurezas.
DOLOMITA CaCO <sub>3</sub> .MgCO <sub>3</sub>	Hexagonal Romboedros de caras curvas	3,5 a 4	2,87	Comúnmente blanco o rosado
ARAGONITA CaCO <sub>3</sub>	Ortorombico	3,5 a 4	2,93 – 2,95	Comúnmente incolora, blanco o amarillo. Otros colores por impurezas
SIDERITA FeCO <sub>3</sub>	Hexagonal Cristales rómbicos distorsionados	3,5 a 4	3,7 – 3,9	Comúnmente marrón o negro
ANKERITA Ca <sub>2</sub> MgFe(CO <sub>3</sub> ) <sub>4</sub>	Hexagonal Cristales romboédricos	3,5 a 4	2,9	Comúnmente blanco, rosado o gris
MAGNESITA MgCO <sub>3</sub>	Hexagonal Granular o masas terrosas	3,5 a 4	2,96 – 3,1	Comúnmente blanco o amarillento. Otros colores por impurezas

Básicamente en los grupos de carbonatos anhidros se agrupan según pertenezcan a la calcita, dolomita y aragonito tal como se muestra en la siguiente tabla

Minerales según el grupo de carbonato

GRUPO DE LA CALCITA	GRUPO DE LA DOLOMITA	GRUPO DEL ARAGONITO
CALCITA (Ca)	DOLOMITA (CaMg)	ARAGONITO (Ca)
MAGNESITA (Mg)	ANKERITA (CaFe)	WITHERITA (Ba)
SIDERITA (Fe)	KUTNAHORITA (CaMn)	ESTRONCIANITA (Sr)
RODOCROSITA (Mn)	-----	CERUSITA (Pb)
SMITHSONITA (Zn)	-----	-----

## Siliciclásticas

Las rocas siliciclásticas se generan por procesos de erosión, transporte y deposición. Posteriormente tras su enterramiento sufren una serie de procesos

diagenéticos, cuya consecuencia más importante es que la roca se litifica y la porosidad por lo general se reduce, lo que puede afectar a las condiciones de esa roca como yacimiento de fluidos.

Este tipo de rocas representan una mezcla de granos minerales y fragmentos de rocas derivados del interperismo y erosión de rocas preexistentes, por tanto es posible que contenga cualquier tipo de mineral. El proceso de interperismo y erosión produce sedimentos de tamaños muy variados, que pueden presentar desde tamaños microscópicos hasta grandes bloques.

En rocas de origen reciente, sus espacios están formados sin material sólido, mientras que en rocas antiguas se encuentran rellenos de una matriz de sílice o carbonato de calcio; el espacio poroso estará lleno de algún fluido y los granos pueden estar compuestos de cuarzo, feldespatos o fragmentos de otras rocas.

## **3.2. Aspectos fundamentales de la ingeniería petrolera.**

El yacimiento se considera como un volumen de roca intercomunicado hidráulicamente, que contiene fluidos; estos fluidos pueden ser agua, gas y petróleo. Considerando lo anterior, el analizar el tipo de roca, porosidad, permeabilidad, mojabilidad, presión capilar, etc., son necesarios para entender y describir el comportamiento de los fluidos cuando se ven afectados por algún método de recuperación mejorada.

### **3.2.1. Permeabilidad**

La permeabilidad es la capacidad de la roca de permitir el paso de fluidos, en cuanto a esta propiedad existen tres tipos: absoluta, efectiva y relativa.

La permeabilidad absoluta es una propiedad únicamente de la roca por tanto no depende del fluido que la sature, siempre y cuando la sature completamente. En la **Fig.3.7** se muestra el esquema de un desplazamiento de un fluido bajo las

consideraciones siguientes: flujo laminar, fluido incompresible, saturación 100 % la roca, medio poroso homogéneo.

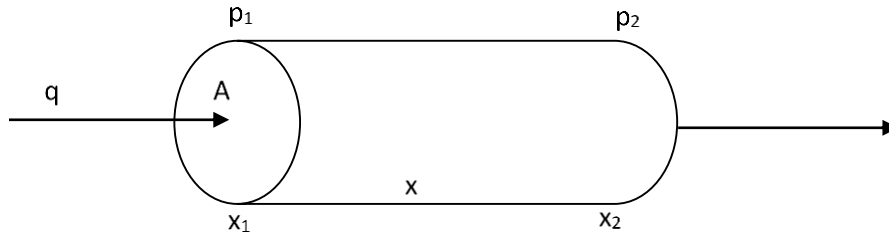


Figura 3.7 Desplazamiento lineal horizontal de un fluido incompresible

En la figura anterior se puede observar que la velocidad del fluido será directamente proporcional a la permeabilidad por la diferencial de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido y la distancia que recorra, como se observa en la siguiente expresión

$$v = -\frac{k\Delta p}{\mu\Delta x} \dots\dots\dots(3.4)$$

O expresado en término del gasto

$$q = -\frac{kA\Delta p}{\mu\Delta x} \dots\dots\dots(3.5)$$

Con una velocidad de flujo de un centímetro cúbico por segundo a través de una sección transversal área de un centímetro cuadrado de un fluido de un centipoise de viscosidad y un gradiente de presión a una atmósfera por centímetro de longitud, es obvio que \$k\$ es la unidad. Para las unidades descritas anteriormente, \$k\$ tiene ha asignado arbitrariamente a una unidad llamada Darcy, en honor al hombre responsable para el desarrollo de la teoría de flujo a través de medios porosos. Por lo tanto, cuando todas las otras partes de la Ec.3.5 tienen valores de

unidad,  $k$  tiene un valor de un Darcy. Un Darcy es relativamente una permeabilidad alta, las permeabilidades de la mayoría de las rocas del yacimiento son menores de un Darcy, (Tarek, 2006).

La Ec.3.5 representa la ley de Darcy; a continuación se muestra la **Tabla 3.4** con el factor de conversión para usar las unidades de campos y del sistema internacional.

Tabla 3.4 Unidades y factor de conversión para usar la ley de Darcy

Variable	Unidades de campo	Sistema Internacional
q	Bbl/día	m <sup>3</sup> /s
A	pie <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>
x	Pie	m
$\Delta p$	Psi	Pa
$\mu$	cp	Pa*s
k	Darcy	m <sup>2</sup>
Constante	1.127	9.869*10 <sup>-13</sup>

A diferencia de la permeabilidad absoluta, la permeabilidad efectiva se tiene cuando un medio está saturado por más de un fluido, en otras palabras la permeabilidad efectiva es la permeabilidad de un medio poroso a un fluido parcialmente saturaste. Le permeabilidad efectiva esta en función de la saturación del fluido y de las características de la formación. Una manera de poder utilizar y compara las permeabilidades de fluidos parcialmente saturantes es por medio de la permeabilidad relativa que es la relación de la permeabilidad efectiva entre la permeabilidad absoluta, como se muestra a continuación:

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k}, k_{rw} = \frac{k_w}{k}, k_{rg} = \frac{k_g}{k} \dots\dots\dots(3.6)$$

En un sistema con diferentes tamaños de poros, la fase mojanante ocupará los poros más pequeños (donde la presión capilar es mayor) y parte de los poros grandes, mientras que la fase no mojanante no podrá entrar a los poros más pequeños y fluirá hacia las zonas de mayor espacio poroso que contribuyen principalmente al flujo.

La permeabilidad relativa a cualquier fluido estará en un rango de entre cero y uno. Como se puede interpretar en la **Fig.3.8**, donde se tiene un sistema mojado por agua, al analizar de izquierda a derecha la curva de permeabilidad relativa de la fase mojanante, se entiende que pequeñas saturaciones de la fase no-mojante disminuirán drásticamente la permeabilidad relativa de la fase mojanante. La fase no mojanante fluye a saturaciones pequeñas de ésta. La curva de permeabilidad relativa de la fase mojanante muestra que dejará de fluir a un valor relativamente alto de la saturación de la misma (estará ocupando los poros más pequeños).

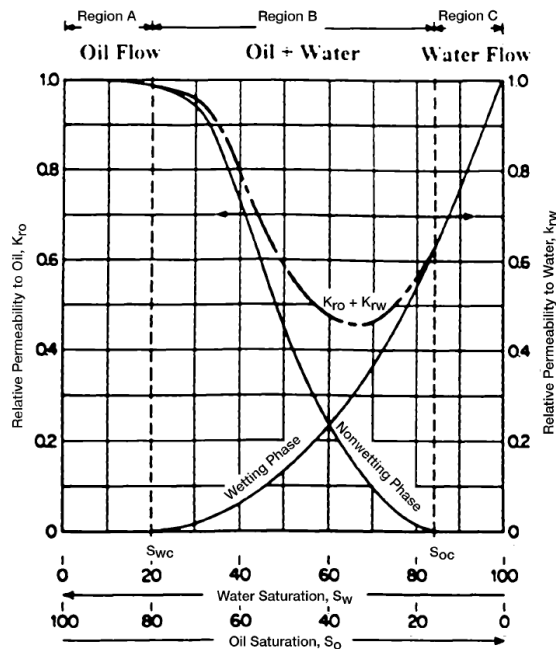


Figura 3.8 Comportamiento típico de flujo para dos fases

Fuente: tomado de (Tarek, 2006)

Estas curvas pueden construirse a través de un proceso de drene o imbibición. Si se considera analizar un proceso de inyección de agua en un yacimiento



preferentemente mojado por agua se debe de utilizar las curvas de permeabilidad relativas realizadas mediante la imbibición; si el sistema es mojado por petróleo, se deben de emplear las curvas generadas por un proceso de drene. La imbibición se refiere a un proceso casi instantáneo por el cual la fase mojanete desplaza a la fase no mojanete, mientras un proceso de drene se refiere a inyectar la fase no mojanete para desplazar en una roca a la fase mojanete.

**3.2.2. Porosidad y saturaciones**

**Porosidad**

La porosidad es un parámetro de la roca importante ya que indica el espacio disponible para contener fluidos. La porosidad expresada en porcentaje es la relación del volumen de poros entre el volumen total (poros y roca), multiplicando el cociente por cien.

$$\phi = 100 * \frac{\text{volumen de poro}}{\text{volumen total}} = \frac{Vp}{Vr + Vp} \dots\dots\dots(3.7)$$

Se dice que la porosidad es primaria o inicial cuando se desarrolla solamente por la depositación del material mientras que la secundaria o inducida es desarrollada posterior a la depositación que pudiera ser un fracturamiento natural de la formación, una estimulación ácida, entre otros.

Desde un punto de vista de ingeniería de yacimiento, una de las propiedades más importantes de la roca es la porosidad, ya que es un espacio disponible para almacenar hidrocarburos. La porosidad para un empaque cubico (el arreglo menos compacto) es de 47.6%, y para un empaque romboidal (el arreglo más compacto) es de 25.96 % (Amix, et.al., 1960).

## Saturación

Los fluidos presentes en el yacimiento serán referenciados a través de una saturación (relación de volúmenes), esta puede ser definida como una fracción que relaciona el volumen de fluido (petróleo, agua o gas) entre el volumen de poro ocupado por el mismo. Las sumas de saturaciones siempre será la unidad independientemente de tener uno, dos o tres fluidos presentes.

$$S_{fluido} = \frac{V_{fluido}}{V_{poro}} \dots\dots\dots(3.8)$$

La saturación de agua congénita ( $S_{wc}$ ) es la saturación de agua que existe en el yacimiento al momento de ser descubierto, en otras palabras es al agua que estaba inicialmente en el yacimiento y no pudo ser desplazada por los hidrocarburos cuando éstos migraron al yacimiento.

La saturación residual de una fase (petróleo, agua o gas), corresponde a la fase que queda en el yacimiento en la zona barrida después de un proceso de desplazamiento.

La saturación crítica de una fase corresponde a la saturación mínima requerida para que una fase pueda moverse en el yacimiento.

### 3.2.3. Tensión interfacial y superficial

Cuando se tiene un sistema con más de una fase es necesario considerar el efecto de las fuerzas en la interfase de dos fluidos inmiscibles en contacto; cuando estos fluidos son líquido y gas se usa en termino de tensión superficial; cuando la interfase es entre dos líquidos se le llama tensión interfacial.

La interfase se forma como una capa pequeña que actúa como una membrana y es resistente a la rotura; esta unión proviene de las fuerzas de atracción entre las moléculas.

Considerando dos fluidos inmiscibles, aire (o gas) y agua (o petróleo) como se muestra en la **Fig.3.9**. Una molécula de líquido que está alejada a la interface, se encuentra rodeada de otras moléculas de líquido, teniendo un resultante neto de fuerzas de atracción en la molécula de cero. Una molécula de petróleo en la interface, no obstante, tiene una fuerza actuando en ella a partir de las moléculas del aire (gas) se extiende inmediatamente por encima de la interfaz y de las moléculas de líquido por debajo de la misma. Las fuerzas resultantes están desequilibradas y dan lugar a la tensión superficial. La fuerza de atracción desbalanceada entre las moléculas, crean una superficie de membrana con una tensión medible; es decir la tensión superficial (Tarek, 2006).

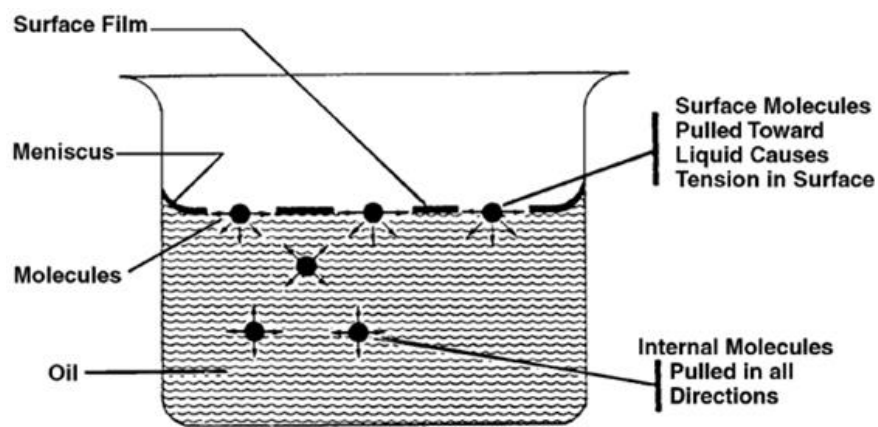


Figura 3.9 Ilustración de tensión superficial.

Fuente: tomado de (Tarek, 2006)

La tensión superficial tiene unidades de fuerza por unidad de longitud, por lo general se denota por el símbolo  $\sigma$ .

La tensión superficial es la fuerza que actúa tangencialmente por unidad de longitud en el borde de una superficie libre de un líquido en equilibrio, que tiende a contener dicha superficie; las fuerzas cohesivas entre las moléculas de los líquidos generan la tensión superficial. Ésta fuerza (una manifestación de las fuerzas intermoleculares en los líquidos), junto a las fuerzas que se generan entre los

líquidos y las superficies sólidas con las que tienen contacto, da lugar a la capilaridad.

Para entender la relación de fuerzas en la presión capilar, se puede considerar un tubo de vidrio que se coloca en un recipiente abierto (expuesto a la presión atmosférica) que contiene agua, la combinación de tensión superficial y la mojabilidad del agua al tubo; causarán que el agua suba dentro del capilar sobre el nivel de agua del recipiente fuera del tubo, como se muestra en la **Fig. 3.10**.

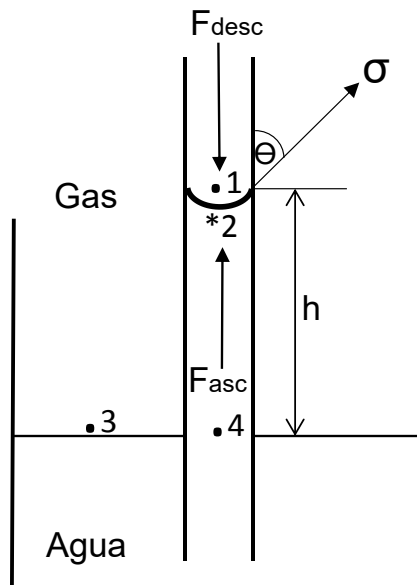


Figura 3.10 Relaciones de presión en un tubo capilar  
Fuente: adaptado de (Tarek ,2006)

Como se observa en la Fig. 3.10, el agua ascenderá por el tubo capilar hasta que la fuerza ascendente se equilibre por el peso de la columna hidrostática, considerando que el tubo capilar tiene un radio “r”, la fuerza ascendente total  $F_{asc}$  es igual a la fuerza por unidad de longitud de superficie del total de la longitud de ésta, la cual está dada por la expresión siguiente:

$$F_{asc} = (2\pi r)(\sigma_{ga})(\cos \theta) \dots\dots\dots(3.9)$$

La fuerza ascendente  $F_{asc}$  se contrarresta por el peso de la columna hidrostática, que es equivalente a una fuerza hacia abajo por la masa por la aceleración

$$F_{desc} = (\pi r^2 h)(\rho_a - \rho_g)g \dots\dots\dots(3.10)$$

Debido a que la densidad del aire es insignificante en comparación con la densidad del agua, la ecuación anterior puede expresarse de la siguiente manera:

$$F_{desc} = (\pi r^2 h)(\rho_a)g \dots\dots\dots(3.11)$$

Igualando las Ecs.3.9 y 3.11 que son la fuerza ascendente y descendente y despejando la tensión superficial queda la siguiente ecuación

$$\sigma_{ga} = \frac{rh\rho_a g}{2 \cos \theta} \dots\dots\dots(3.12)$$

Se considera que se tiene petróleo en lugar de aire la Ec.3.12 se puede expresar de la manera siguiente:

$$\sigma_{ow} = \frac{rh(\rho_w - \rho_o)g}{2 \cos \theta} \dots\dots\dots(3.13)$$

**3.2.4. Mojabilidad**

Los líquidos tienen propiedades de cohesión y adhesión, a los cuales ayudan a formar una fase continua y mojar a un sólido.

La adhesión es una propiedad de la materia por la cual se unen dos superficies de sustancias iguales o diferentes cuando entran en contacto, y se mantienen juntas por fuerzas intermoleculares. En la adhesión dispersiva dos materiales se mantiene unidos por las fuerzas de Van der Waals (atracción entre dos moléculas). En un sistema sólido-líquido-gas, el ángulo de contacto es usado para cuantificar la adhesividad.

La cohesión es una fuerza de atracción entre partículas adyacentes dentro de un mismo cuerpo, en los líquidos la cohesión se refleja en la tensión superficial causada por una fuerza no equilibrada hacia el interior del líquido que actúa sobre las moléculas superficiales.

La mojabilidad se define como la tendencia de un fluido a esparcirse o adherirse a la superficie de un sólido en presencia de otro fluido inmisible. La mojabilidad de la roca en un yacimiento es muy importante ya que dicta la distribución de los fluidos dentro del espacio poroso. Debido a las fuerzas atractivas y de presión capilar la fase mojanante tiende a ocupar los poros más pequeños de la roca, mientras que la fase no mojanante saturará los poros mayores. La forma de que un fluido tiene a expandirse a un sólido puede definirse por medio de su ángulo de contacto como se observa en la **Fig.3.11**.

El ángulo de contacto que forma la fase mojanante con una superficie sólida depende principalmente de la relación que existe entre las fuerzas adhesivas entre el líquido y el sólido y las fuerzas cohesivas del líquido. La ecuación de Young-Dupre muestra un balance de fuerzas de una gota que moja un sólido, como se observa en el diagrama presentado en la figura siguiente.

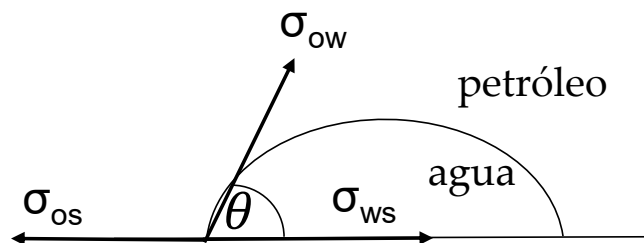


Figura 3.11 Sistema roca, agua y petróleo

Considerando el diagrama de la Fig.3.11, se realiza un balance de fuerzas obteniendo la siguiente ecuación.

$$\sigma_{ws} + \sigma_{ow} \cos \theta - \sigma_{os} = 0 \dots\dots\dots(3.14)$$

Despejando la ecuación anterior, en función de  $\cos\theta$ , se obtiene la Ec.3.15

$$\cos \theta = \frac{\sigma_{os} - \sigma_{ws}}{\sigma_{ow}} \dots\dots\dots(3.15)$$

En la **Fig.3.12** se describe la relación entre el ángulo de contacto y la mojabilidad considerando agua y petróleo.

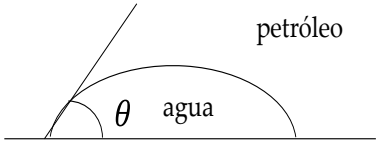
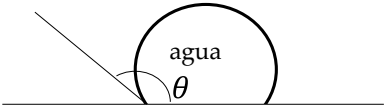
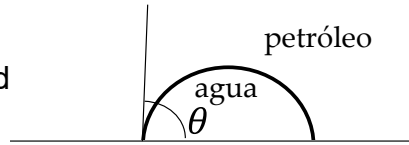
Ángulo de contacto	Descripción
$\Theta < 90^\circ$ Mojado por agua 	$\sigma_{os} > \sigma_{ws}, \sigma_{os} - \sigma_{ws} > 0$ Por tanto $\text{Cos}\Theta > 0, 0^\circ < \Theta < 90^\circ$
$\Theta > 90^\circ$ Mojado por petróleo 	$\sigma_{os} < \sigma_{ws}, \sigma_{os} - \sigma_{ws} < 0$ Por tanto $\text{Cos}\Theta < 0, 90^\circ < \Theta < 180^\circ$
$\Theta = 90^\circ$ Mojabilidad intermedia 	$\sigma_{os} = \sigma_{ws}, \sigma_{os} - \sigma_{ws} = 0$ Por tanto $\text{Cos}\Theta = 0, \Theta = 90^\circ$

Figura 3.12 Mojabilidad en función del ángulo de contacto

Además de los tres casos antes descritos se puede tener el caso de que la roca es completamente mojada por petróleo, para esto se tendría un valor de  $\theta=180^\circ$  y el último caso sería roca completamente mojada por agua para lo que se tendría un valor de  $\theta=0^\circ$ .

### 3.2.5. Presión Capilar

Las fuerzas capilares en un yacimiento son el resultado de la combinación de efectos de tensión interfacial, tamaño y geometría de poro así como de la mojabilidad del sistema.

La presión capilar ( $P_c$ ) se puede definir como la diferencia de presión que existe en la interface formada por dos fluidos inmiscibles, de los cuales uno mojará preferentemente al sólido.

La capilaridad es a la vez consecuencia de adhesión y cohesión. Cuando la primera tiene menor efecto que la segunda, el líquido moja las superficies sólidas con las que está en contacto y se eleva en el punto de contacto; si predomina la cohesión, la superficie líquida desciende en el punto de contacto. Por ejemplo, la capilaridad hace que el agua se eleve en un tubo de vidrio, mientras que el mercurio desciende por debajo del nivel verdadero.

El desplazamiento de un fluido por otro en el medio poroso es propiciado o restringido por la presión capilar. Por tanto, para mantener el medio poroso saturado parcialmente con el fluido no mojante, considerando el fluido mojante, es necesario tener una mayor presión en el fluido no mojante ( $P_{nw}$ ) que en el fluido mojante ( $P_w$ ). Como se presenta en la siguiente ecuación:

$$P_c = P_{nw} - P_w \dots\dots\dots(3.16)$$



El exceso de presión en el fluido no mojante es la presión capilar, la cual depende de la saturación. En un yacimiento podemos tener tres tipos de presión capilar; presión capilar agua-petróleo ( $P_{cwo}$ ), presión capilar gas-petróleo ( $P_{cgo}$ ) y presión capilar gas-agua ( $P_{cgw}$ ).

Considerando la Fig.3.10 y la Ec.3.16 de presión capilar tenemos que

$$P_c = P_1 - P_2 \dots\dots\dots(3.17)$$

$$P_2 = P_4 - \rho_w gh \dots\dots\dots(3.18)$$

$$P_1 = P_3 - \rho_{aire} gh \dots\dots\dots(3.19)$$

Sustituyendo en la ecuación y considerando que la presión en el punto 3 es igual a la presión en el punto 4 de la Fig.3.10, tenemos

$$P_c = (\rho_w - \rho_{aire}) gh = \Delta \rho gh \dots\dots\dots(3.20)$$

Considerando la tensión interfacial y un sistema agua petróleo la presión capilar puede expresarse de la siguiente manera:

$$P_c = \frac{2\sigma_{ow} \cos \theta}{r} \dots\dots\dots(3.21)$$

### 3.2.6. Número de Bond y Número Capilar

La movilización de una fase líquida no acuosa (NAPL) es una de las consideraciones más importantes para el desarrollo de tensoactivos, se han desarrollado experimentos para investigar el inicio y alcance de la movilización del tetracloroetileno (PCE) durante el tratamiento con el producto químico. Para inducir la movilización, la tensión interfacial entre el PCE residual y la fase acuosa

tuvo que reducirse en el orden de  $1 \times 10^{-4}$  Dina/cm. El resultado de la desaturación del PCE se expresa en términos de un número total de entrapamiento ( $N_T$ ) que relaciona fuerzas viscosas y de flotación a las fuerzas capilares actuando para retener el petróleo en el medio poroso (Kurt ,et.al., 1996).

Se puede considerar que algunos componentes del hidrocarburo pueden separarse en una fase orgánica o fase líquida no acuosa (NAPL), ésta al moverse por el medio poroso puede ser retenida en uno de estos, debido a las fuerzas capilares. Bajo un régimen normal de flujo esta NAPL puede ser inmóvil, sin embargo al disminuir la tensión interfacial entre la fase mojanete y no mojanete puede recuperarse.

El número total de entrapamiento  $N_T$  que relaciona fuerzas viscosas y de flotación a las fuerzas capilares actuando para retener el petróleo en el medio poroso. Para un medio mojado por agua, las condiciones que gobiernan la movilización del NPAL entrapado pueden evaluarse considerando las fuerzas que actúan en un glóbulo de NAPL, como se muestra en la **Fig.3.13**. (Kurt, et.al., 1996)

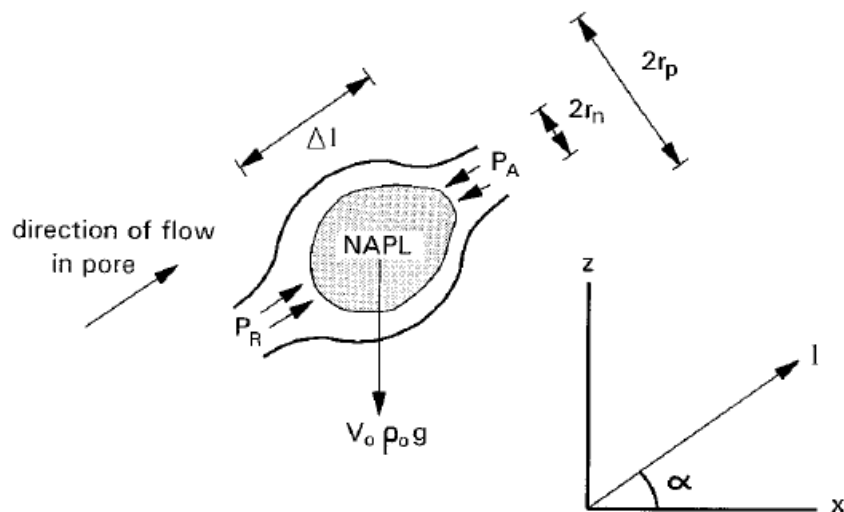


Figura 3.13 Diagrama esquemático, modelo de entrapamiento del poro y sistema de coordenadas

Fuente: tomado de (Kurt ,et.al., 1996)

La Fig.3.13 representa el medio poroso y un glóbulo atrapado de NAPL, el poro está orientado en la dirección “ $r$ ”, forma un ángulo “ $\alpha$ ” con el eje horizontal. Dentro del poro las fuerzas de gravedad y de presión son balanceadas por las fuerzas capilares con lo que se retiene el NAPL.

En el desarrollo teórico presentado por Kurt y colaboradores se muestra la relación en las fuerzas capilares y de flotación en el número total de captura  $N_T$ , en el desarrollo consideran que el medio es isotrópico:

$$N_T = \sqrt{N_{ca}^2 + 2N_{ca}N_B \sin \alpha + N_B^2} = \frac{2kk_{rw} \left(1 - \frac{r_n}{r_p}\right)}{r_n d_b} \dots\dots\dots(3.22)$$

En el medio poroso se puede considerar que las fuerzas viscosas y capilares actúan de manera gobernante respecto a la cantidad del petróleo recuperado. Debido a esta suposición varios autores se han esforzado en generar una relación entre estas fuerzas y es a través de un grupo adimensional que relaciona las fuerzas viscosas con las fuerzas capilares; este grupo se define como número capilar “ $N_{ca}$ ”, como se muestra en la Ec.3.23.

$$N_{ca} = \frac{\text{Fuerzas viscosas}}{\text{Fuerzas capilares}} = \frac{v\mu_w}{\sigma_{ow} \cos \theta} \dots\dots\dots(3.23)$$

Considerando la Ec.3.23, si  $N_{ca} \gg 1$  significa que las fuerzas viscosas predominan sobre las fuerzas capilares, si  $N_{ca} \ll 1$  las fuerzas viscosas son despreciables comparadas respecto a las fuerzas capilares.

A medida de que el valor del número capilar aumenta, se disminuye la saturación de petróleo residual, debido a dos efectos, la disminución de la tensión interfacial o aumento de la viscosidad de la fase desplazante.

El número de Bond  $N_B$  representa la relación de las fuerzas de flotación y las fuerzas capilares

$$N_B = \frac{\text{Fuerzas flotación}}{\text{Fuerzas capilares}} = \frac{\Delta \rho g k r_w}{\sigma_{ow} \cos \theta} \dots\dots\dots(3.24)$$

En la **Fig. 3.14** se muestra un comparación de como disminuye la saturación del PCE para diferentes tamaños de arena y comportamiento de  $N_C$ ,  $N_B$  y  $N_T$  en los estudios realizados (Kurt, et.al., 1996).

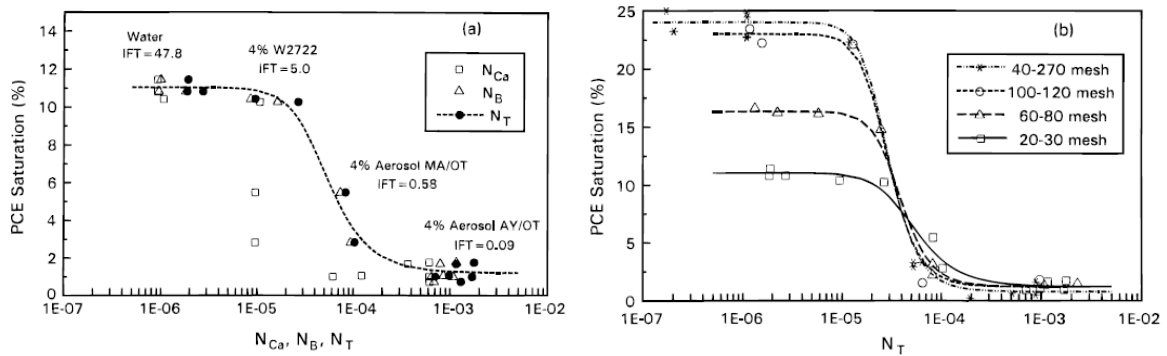


Figura 3.14 Disminución del PCE vs  $N_{Ca}$ ,  $N_B$ ,  $N_T$ .

Fuente: tomado de (Kurt ,et.al. 1996)

Es importante resaltar que inicialmente se tiene valores menores de  $1 \times 10^{-5}$  de número capilar, donde prácticamente se mantiene una saturación constante de petróleo residual, sin embargo cuando el número capilar alcanza valores mayores a  $1 \times 10^{-4}$  disminuye a nivel de laboratorio de manera significativa la saturación del petróleo.

### **3.3. Procesos de recuperación (primaria, secundaria y mejorada)**

#### **3.3.1. Mecanismos de recuperación primaria.**

Recuperación primaria se refiere al proceso de producción de fluidos (petróleo, gas y agua) utilizando únicamente la energía propia del yacimiento y de su acuífero asociado en caso de tenerlo.

En el proceso de recuperación primaria la energía del yacimiento se proporciona por los mecanismos siguientes:

- **Expansión de la roca:** El yacimiento está conformado por un medio poroso y fluidos, los cuales ocupan un volumen a ciertas condiciones de presión y temperatura; cuando la presión del sistema se reduce la roca que contiene a los fluidos tiende a expandirse reduciendo el volumen poroso y por tanto expulsando los fluidos que contiene, este mecanismo es relevante cuando la compresibilidad de la roca es grande; por ejemplo formaciones de carbonatos someros. Éste efecto se observa en la **Fig.3.15**.
- **Empuje por gas disuelto:** Es resultado de la liberación del gas en solución del petróleo en el yacimiento, lo que provoca una expansión y expulsión del petróleo de la formación hacia los pozos productores, como se observa en la Fig. 3.15.
- **Expansión del casquete de gas:** La energía utilizada para la producción de fluidos proviene a la expansión del gas contenida en el casquete; se establece que el casquete es primario si se presenta desde el inicio de explotación y se denomina casquete secundario al que se forma como resultado de la explotación, como se observa en la Fig. 3.15
- **Empuje hidráulico:** Es resultado del avance hacia la zona de petróleo del agua que se encuentra en el acuífero asociado. Se considera un mecanismo de producción muy eficiente (Depende de la litología y si se produce petróleo o gas) ya que mantiene la presión en el yacimiento, muestra una relación gas aceite constante, aunque los pozos cercanos al

contacto agua-petróleo aumentan rápidamente la producción de agua; el empuje proporcionado por el acuífero puede ser de fondo, flanco o periférico, el comportamiento de la eficiencia de recuperación se muestra en la Fig. 3.15.

- Segregación gravitacional: Se considerada como el mecanismo de producción más eficiente, está asociado a yacimientos de gran espesor, buenas permeabilidades verticales, los gradientes gravitacionales son mayores a los gradientes de presión causados por la producción, el comportamiento de la eficiencia de recuperación se muestra en la Fig. 3.15.
- Empuje combinado: Difícilmente se presentará en la vida productiva de un yacimiento un solo mecanismo de empuje; por tanto, es importante conocer cuál es el mecanismo predominante y con esto aprovechar sus beneficios para obtener el factor de recuperación máximo posible.

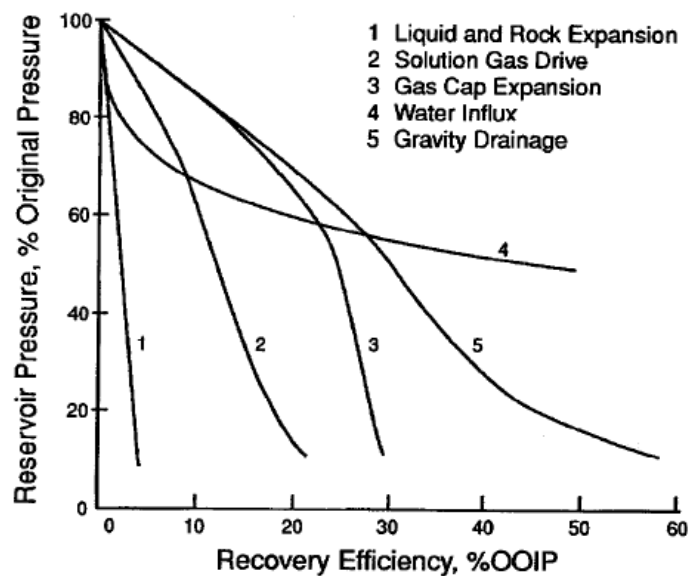


Figura 3.15 Eficiencia de recuperación en mecanismos de recuperación primaria

Fuente: tomado de (Takur, 1994)

En la **Tabla 3.5** se describen los rangos de la eficiencia de recuperación por los mecanismos de producción según algunos autores; es importante mencionar que algunos valores se obtuvieron de manera visual, ya que solo presentaban gráficas.

Tabla 3.5 Comparativa de factores de recuperación

Mecanismo\ %FR	Autor 1 (Amyx, et.al., 1960)	Autor 2 (Takur, 1994)	Autor 3 (Samaniego, 2011)	Autor 4 (Tarek, 2006)
Expansión de la roca		< 5		3-7
Por gas disuelto	< 28	< 22	5-25	5-30
Capa de gas	< 68	< 30	20-40	20-40
Acuífero	< 93	< 50	40-70	35-75
Segregación gravitacional		< 58	70	< 80

A pesar de que tanto en la Fig.3.13 y Tabla 3.5 se describe el comportamiento de factor de recuperación, no se hace referencia al tiempo que tomaría obtenerlos.

### 3.3.2. Recuperación secundaria.

La recuperación secundaria hace referencia a la producción de fluidos por medio de una energía externa, proporcionada al yacimiento mediante la inyección de fluidos inmiscibles, como los son la inyección de agua o gas.

Este proceso se aplica cuando el yacimiento no cuenta con la energía suficiente para explotarse de manera óptima, puede implementarse una vez que el yacimiento ha agotado buena parte de su energía, por medio de recuperación primaria, o bien desde el inicio de la explotación si se analiza que la energía del yacimiento puede mejorarse por la recuperación secundaria.

### 3.3.3. Recuperación mejorada.

Posterior a la implementación de la recuperación secundaria queda petróleo atrapado en el medio poroso; por lo tanto, se pueden implementar procesos

definidos como recuperación terciaria, como son procesos miscibles; inyección de gas, químicos o procesos térmicos para incrementar el hidrocarburo recuperado.

La recuperación mejorada puede definirse como cualquier tipo de proceso que provee al yacimiento una fuente adicional de energía, con el objetivo de recuperar petróleo adicional al producido durante su etapa de explotación primaria o secundaria.

En la **Fig. 3.16** se ejemplifica un comportamiento posible de la explotación del yacimiento considerando la producción de hidrocarburos y la implementación de recuperación secundaria y mejorada.

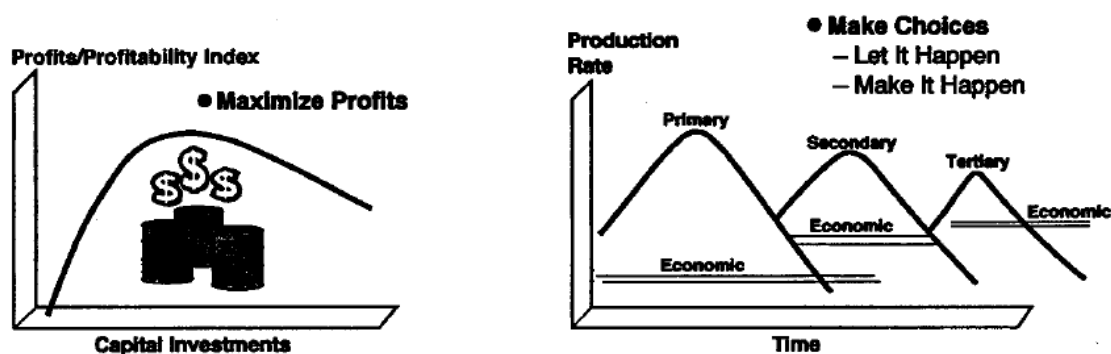


Figura 3.16 Producción e implementación de recuperación mejorada en la vida productiva de un yacimiento.

Fuente: tomado de (Takur, 1994)





## **4. Flujo de fluidos en el medio poroso**

### **4.1. Efectos de la heterogeneidad en el yacimiento.**

Los yacimientos de hidrocarburos generalmente presentan una variación en sus propiedades petrofísicas; para considerar la implementación de un proceso de recuperación mejorada es necesario tener una buena caracterización del yacimiento. Las características del sistema roca fluidos, así como la heterogeneidad del yacimiento, tendrán un efecto importante en la selección del método de recuperación mejorada.

La heterogeneidad del yacimiento impacta fuertemente a un proceso de inyección de fluidos, debido a que representa una continuidad de unidades de flujo entre el pozo inyector y productor. Esto se reflejará en la eficiencia de los desplazamientos areal y vertical.

La heterogeneidad de un yacimiento debe analizarse de manera horizontal y vertical, el considerar la heterogeneidad en un tipo de roca ayudará a entender las posibles distribuciones de porosidad, permeabilidad, mojabilidad, etc.

El considerar la variación vertical de la permeabilidad, se puede considerar que el yacimiento está formado por estratos de diferente permeabilidad, lo que ocasionará que el fluido se mueva a través de ellos a diferentes velocidades.

El considerar la variación areal de la permeabilidad afectará la distribución de fluidos desplazados en un estrato

La inyección de agua en un sistema estratificado tendrá un efecto mayor en las capas de alta permeabilidad; por lo tanto, el agua se moverá más fácilmente desplazando el petróleo en estas capas; la irrupción de agua en el pozo productor será en función de estas capas, lo que implicará que las zonas de más baja permeabilidad contendrán petróleo que no ha sido desplazado por el agua.

#### 4.1.1. Permeabilidad considerando combinación de capas

El conocer la adecuada distribución de la permeabilidad es un factor importante para definir el flujo de fluidos en un medio. Los yacimientos pueden contener distintas capas o zonas de variación de permeabilidad. En la literatura se han explicado tres técnicas para determinar un promedio apropiado de la permeabilidad: promedio ponderado o aritmético (flujo en capas en paralelo), promedio armónico (capas en serie) y promedio geométrico.

La ecuación de Darcy para la obtención de la permeabilidad se deriva considerando un valor continuo de permeabilidad entre la cara de entrada y salida del flujo, sin embargo, en la realidad existe variación de ésta en un espesor del yacimiento. Si el sistema de roca se compone de distintas capas, conformado por bloques a anillos de permeabilidad el promedio de permeabilidad puede obtenerse bajo las siguientes consideraciones:

##### Capas en paralelo

Considerando el caso donde el sistema de flujo está compuesto por capas separadas una de otra por una barrera infinitamente delgada, como se muestra en la **Fig. 4.1**, el promedio de la permeabilidad puede obtenerse de la siguiente manera (Amyx, et.al., 1960)

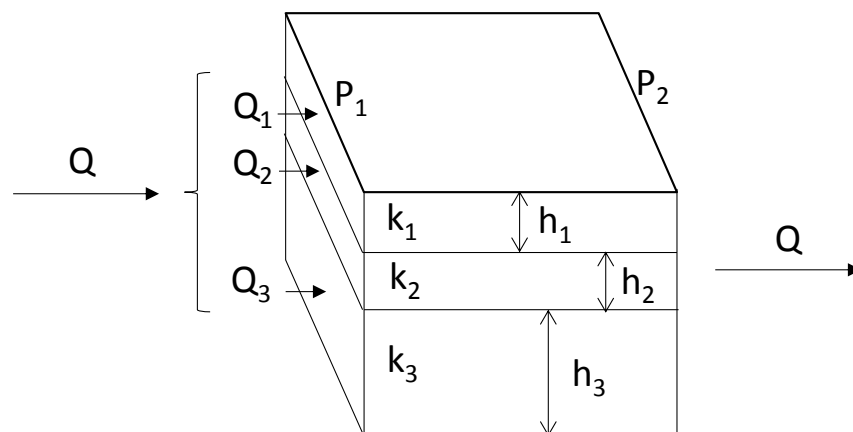


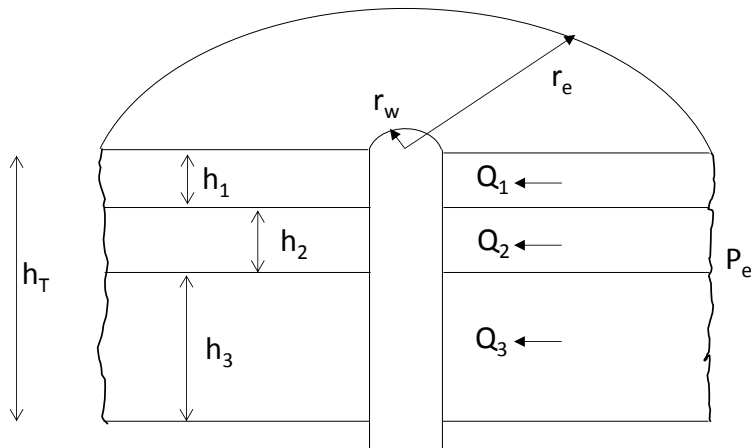
Figura 4.1 Flujo lineal, combinación de capas en paralelo

Fuente: adaptado de: (Amyx, et.al., 1960)

$$\bar{k} = \frac{\sum_{j=1}^n k_j h_j}{\sum_{j=1}^n h_j} \dots\dots\dots(4.1)$$

Para el flujo radial **Fig. 4.2**, la obtención de la permeabilidad es de la misma manera como se expresa en la Ec.4.1 ya que esta al ser flujo de capas en paralelo solo depende del espesor y permeabilidad de cada capa.

Es importante resaltar que al considerar un arreglo de capas en paralelo, tanto para flujo lineal como para flujo radial se utiliza una misma ecuación, esto es debido a que el valor que tenga de permeabilidad cada capa no afectara el flujo de las capas adyacentes, esto se puede interpretar por medio de las Figs. 4.1 y 4.2.



*Figura 4.2 Flujo radial, combinación de capas en paralelo  
Fuente: adaptado de (Amyx, et.al., 1960)*

**Capas en serie**

Otra combinación posible de un sistema de flujo es un arreglo de capas de permeabilidad en serie, en la **Fig. 4.3** se muestra el arreglo para flujo lineal

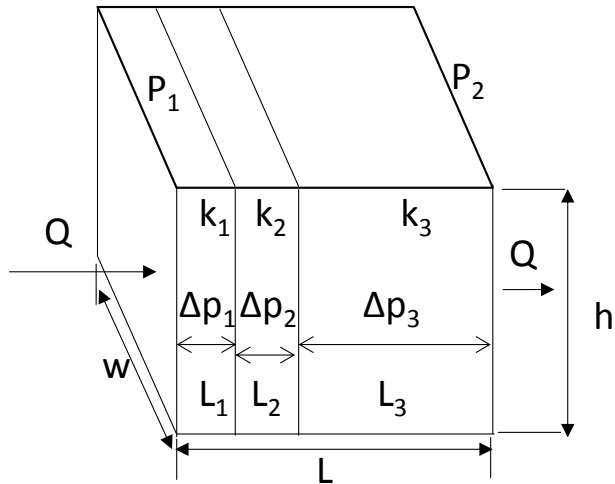


Figura 4.3 Flujo lineal, combinación de capas en serie  
 Fuente: adaptado de (Amyx, et.al., 1960)

La Ec.4.2 muestra la obtención de la permeabilidad promedio para un arreglo de flujo lineal de capas en serie

$$\bar{k} = \frac{L}{\sum_{j=1}^n \frac{L_j}{k_j}} \dots\dots\dots(4.2)$$

En la **Fig. 4.4**, se muestra un arreglo de capas en serie para flujo radial,

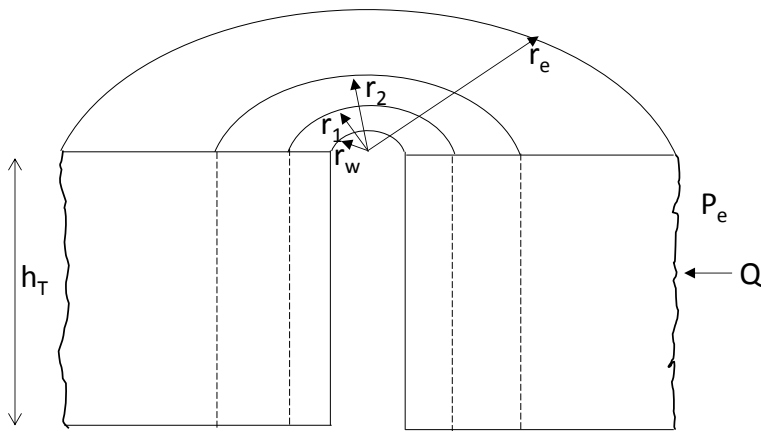


Figura 4.4 Flujo radial, combinación de capas en serie  
 Fuente: adaptado de (Amyx, et.al., 1960)

La ecuación que permite obtener la permeabilidad promedio para un flujo radial de combinación de capas en serie se muestra a continuación:

$$\bar{k} = \frac{\log\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\sum_{j=1}^n \frac{\log\left(\frac{r_r}{r_{j-1}}\right)}{k_j}} \dots\dots\dots(4.3)$$

A diferencia del flujo de capas en paralelo, en un arreglo de capas en serie tiene un efecto muy importante en la obtención de la permeabilidad promedio la permeabilidad de cada capa, debido a que el flujo entre capas está afectado por la permeabilidad de cada una. En el caso de la Fig. 4.4, el valor de la permeabilidad obtenida depende fuertemente del valor de permeabilidad de la o las capas más cercanas al pozo.

**Promedio geométrico (método posicional)**

Warren y Price (1961) describen la variación de la permeabilidad usando el método posicional; este promedio se conoce como la media geométrica o media logarítmica; ilustraron experimentalmente que el comportamiento más probable de una formación heterogénea se aproxima con la relación siguiente:

$$\bar{k} = \exp\left[\frac{\sum_{j=1}^n (h_j \ln(k_j))}{\sum_{j=1}^n (h_j)}\right] \dots\dots\dots(4.4)$$

Si el espesor es el mismo, entonces la Ec. 4.4 queda de la siguiente manera:

$$\bar{k} = \sqrt[n]{k_1 * k_2 * k_3 * k_4 \dots * k_n} \dots\dots\dots(4.5)$$

El método posicional describe capas de acuerdo a su ubicación relativa dentro de la columna de la roca vertical. Este método asume que el fluido inyectado permanece en la misma elevación (capa) cuando se mueve desde el inyector al productor.

#### **4.1.2. Estimación de heterogeneidad del yacimiento**

Existen métodos para determinar la heterogeneidad del yacimiento bajo una consideración estática (usando los datos de los registros geofísicos) y dinámica (considerando el movimiento de fluido como la inyección de trazadores o pruebas de presión producción).

##### **Bajo consideraciones estáticas**

Entre los métodos estáticos se pueden considerar el coeficiente de Lorenz y el coeficiente de Dykstra-Parsons, los cuales permiten obtener un valor de la heterogeneidad en un yacimiento; esto es importante ya que en muchas ocasiones se describe que un yacimiento es heterogéneo o muy heterogéneo, sin embargo este nivel de heterogeneidad dependerá de la interpretación de cada analista; por lo tanto, es importante poder tener una referencia estándar de la heterogeneidad vertical del yacimiento.

Par poder calcular estos coeficientes es necesario tener información de la porosidad, permeabilidad y espesor asociado a estas propiedades del yacimiento a evaluar.

Una medida común de la heterogeneidad del yacimiento es el coeficiente de Lorenz **Fig.4.5**, definido como el área entre la curva y una línea a  $45^\circ$  (y normalizada por 0.5. El coeficiente Lorenz varía entre 0 (homogéneo) y 1 (muy heterogéneo), (Lake, 1989).

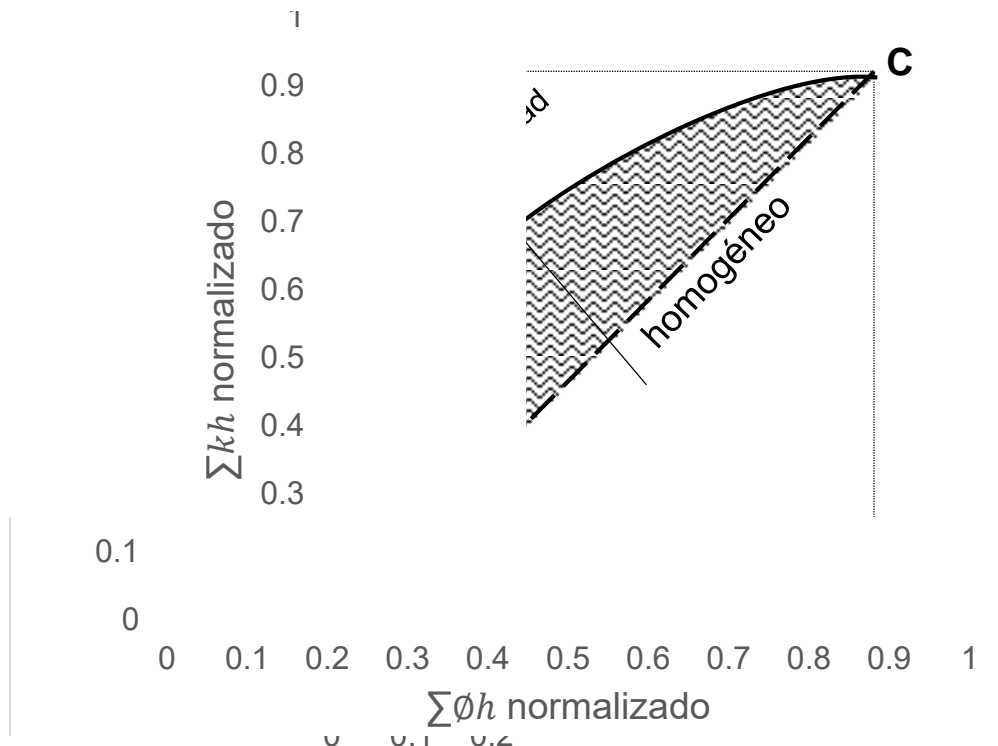


Figura 4.5 Coeficiente de Lorenz

Para poder generar la gráfica mostrada en la figura anterior, es necesario ordenar los datos de permeabilidad de mayor a menor y posteriormente desarrollar los siguientes pasos:

- Obtener los valores de  $k^*h$  y  $\phi^*h$  para cada capa, posteriormente sumarlos.
- Normalizar los valores anteriormente obtenidos

$$kh_j \text{ normalizado} = \frac{k_j * h_j}{\sum_{j=1}^n k_j * h_j} \dots\dots\dots(4.6)$$

$$\phi h_j \text{ normalizado} = \frac{\phi_j * h_j}{\sum_{j=1}^n \phi_j * h_j} \dots\dots\dots(4.7)$$

- Por último realizar la sumatoria de los datos antes calculados y graficarlos.



El coeficiente de Lorenz ayuda a obtener un valor que relaciona la capacidad de almacenamiento con la capacidad de flujo de una formación productora, como se puede observar en la Fig.4.5; en el eje de las abscisas se tiene la capacidad de almacenamiento mientras que en el eje de las ordenadas representa la capacidad de aporte de la formación. Este coeficiente es una relación de áreas, el área “ABCA” es generada con los datos de permeabilidad y porosidad de la formación en estudio, en el caso del área “ACDA” se genera al trazar una línea a 45° que representa una formación homogénea; la siguiente ecuación muestra la relación antes descrita:

$$CL = \frac{\text{área } ABCA}{\text{área } ACDA} \dots\dots\dots(4.8)$$

En una formación homogénea se tiene un valor de C.L.=0, para una formación completamente heterogénea: C.L.=1.

Otra forma, quizás más común de medida que se encuentra en los mismos límites es el coeficiente de Dykstra-Parsons (1950),  $V_{DP}$ .

Tanto el coeficiente de Lorenz como el de Dykstra-Parsons son independientes de la distribución de la porosidad y permeabilidad ya que ambos se basan en la reordenación de éstos datos. Como se define en un principio, el coeficiente de Dykstra-Parsons se obtiene de un ajuste de línea recta de los datos de permeabilidad-porosidad graficados en una escala logarítmica de probabilidad. Este procedimiento presenta un problema de no unicidad (dos distribuciones diferentes con el mismo  $V_{DP}$ ) en  $V_{DP}$  cuando la distribución de los datos no son log-normal. (Jensen y Lake, 1986). Para datos log-normal el resultado obtenido es único, (Lake, 1989).

$$V_{DP} = \frac{k_{0.5} - k_{0.841}}{k_{0.5}} \dots\dots\dots(4.9)$$

## Bajo consideraciones dinámicas

Bajo las consideraciones dinámicas se puede considerar la inyección de trazadores, lo cual permitirá estimar la eficiencia areal de barrido, ya que se puede interpretar si existen zonas aisladas por fallas así como canalización del fluido inyectado a solo algunos pozos productores **Fig. 4.6** (a); el trazador se inyecta conjuntamente con el fluido que lo transporta (agua) en el espacio poroso hacia los pozos productores, en el caso de una heterogeneidad vertical alta se obtendrá por las zonas de mayor permeabilidad Fig. 4.6 (b).

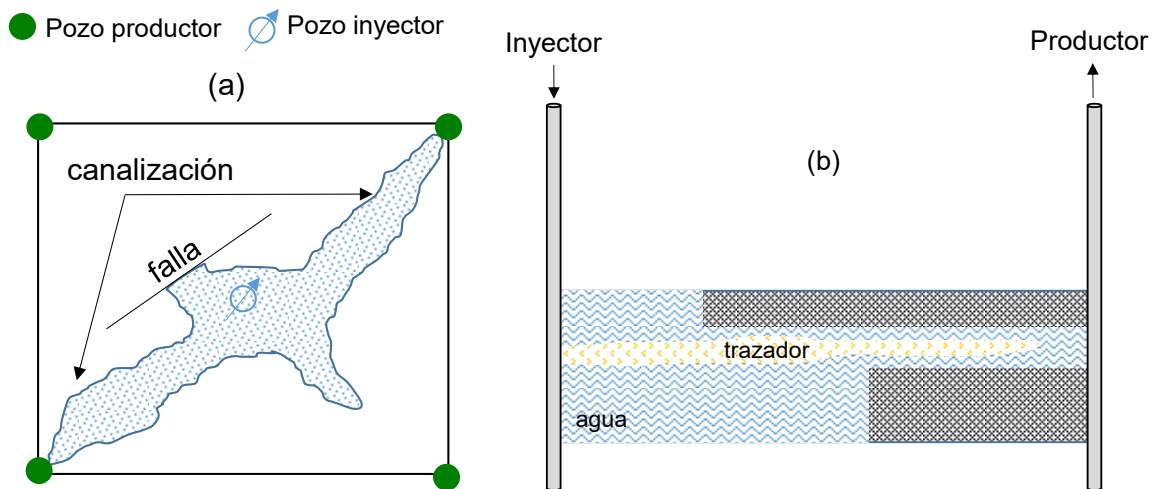


Figura 4.6 Uso de trazadores y eficiencia de barrido

En la **Fig. 4.7** se muestra un registro típico de la concentración de trazador en función del tiempo, medida a partir del momento de su inyección. La interpretación de los trazadores permite determinar: comunicación y/o continuidad hidráulica entre los pozos, gasto de agua relacionado entre los pozos productor e inyector y determinar si se desplaza el petróleo o solo se circula el agua.

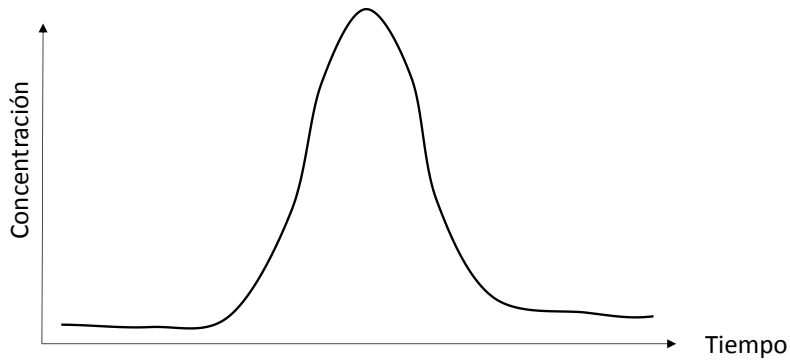


Figura 4.7 Registro de concentración del trazador en función del tiempo

#### 4.1.3. Eficiencia de recuperación total

La eficiencia de desplazamiento puede definirse como la cantidad de petróleo inicialmente en sitio que el agua (o gas) desplaza. Se consideran cinco tipos de eficiencias:

##### a) Eficiencia de desplazamiento

La eficiencia de desplazamiento  $E_D$  es la fracción de petróleo móvil que se ha desplazado de la zona de barrido a un momento dado o volumen de poroso inyectado. Puede ser obtenida en laboratorio por desplazamiento en núcleos, teoría de avance frontal y correlaciones empíricas. Debido a que la inyección de un gas inmiscible o inyección de agua siempre dejará una saturación de petróleo residual, por tanto, esta eficiencia siempre será inferior a 1 y puede expresarse de la manera siguiente:

$$E_D = \frac{V_{\text{petróleo al inicio del desplazamiento}} - V_{\text{petróleo remanente}}}{V_{\text{petróleo al inicio del desplazamiento}}} \dots\dots\dots(4.10)$$

$$E_D = \frac{V_p \left( \frac{S_{oi}}{B_{oi}} \right) - V_p \left( \frac{S_o}{B_o} \right)}{V_p \left( \frac{S_{oi}}{B_{oi}} \right)} \dots\dots\dots(4.11)$$

$$E_D = \frac{\left(\frac{S_{oi}}{B_{oi}}\right) - \left(\frac{S_o}{B_o}\right)}{\left(\frac{S_{oi}}{B_{oi}}\right)} = 1 - \frac{S_o B_{oi}}{S_{oi} B_o} \dots\dots\dots(4.12)$$

donde:

$S_{oi}$  = saturación inicial de petróleo al inicio del desplazamiento

$S_o$  = promedio de saturación de petróleo en un punto particular durante el desplazamiento.

$B_o$  = factor de volumen del petróleo [bbl/STB]

También puede expresarse de la siguiente manera:

$$E_D = \frac{\text{Petróleo recuperado}}{\text{Petróleo original}} \dots\dots\dots(4.13)$$

Como se puede interpretar en las ecuaciones anteriores, la eficiencia de desplazamiento aumentara con la inyección de agua ya que desplazará el petróleo hacia los pozos productores, por tanto, se espera que entre mayor sea el volumen de agua inyectada, menor será la  $S_o$  en el medio poroso.

**b) Eficiencia areal de barrido**

Fracción de una capa en el plano horizontal de un yacimiento que esta atrás del frente de inyección en un momento dado en el tiempo **Fig.4.8**. La eficiencia areal de barrido  $E_A$ , está dada por la siguiente expresión

$$E_A = \frac{\text{área expeusta en contacto con el fluido inyectado}}{\text{área del patron}} \dots\dots\dots(4.14)$$

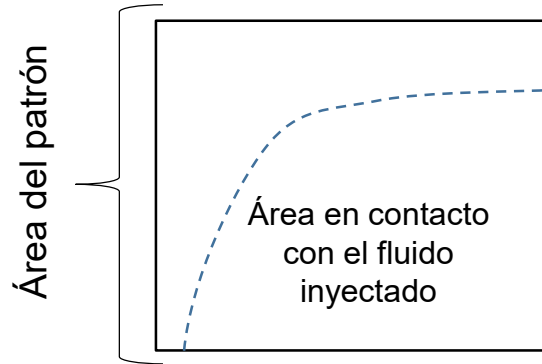


Figura 4.8 Eficiencia de barrido areal

La eficiencia areal de barrido  $E_A$ , es la fracción del área que es invadida por el fluido inyectado. Algunos factores que afectan ésta eficiencia son: la relación de movilidad, geometría del patrón de inyección, espaciamiento entre pozos, heterogeneidad areal y volumen del fluido inyectado.

La heterogeneidad areal considera variaciones en las propiedades de la formación (espesor, porosidad, permeabilidad y saturaciones), posición estructural, fallas, y condiciones de límites del área (contacto agua- petróleo y/o gas-petróleo), para conocer estas variaciones se puede realizar pruebas de presión-producción o la inyección de trazadores.

Los métodos de predicción de la eficiencia areal esencialmente se dividen en las tres fases del desplazamiento siguientes: Antes de la surgencia, en la surgencia y después de la surgencia (Tarek, 2006)

La eficiencia areal antes de la surgencia es proporcional al volumen de agua inyectada y está dada por la expresión siguiente:

$$E_A = \frac{W_{iny}}{V_p(S_w - S_{wi})} \dots\dots\dots(4.15)$$

donde:

$W_{iny}$ = agua inyectada acumulada [bb]

$V_p$ = Volumen poroso del patrón de flujo [bb]

$S_w$  = Saturación de agua promedio detrás del frente

Para determinar la eficiencia areal a la surgencia Willhite (1986) presentó la correlación matemática siguiente, que se aproxima a la relación grafica propuesta por Craig (1995):

$$E_{ABT} = 0.54602036 + \frac{0.03170817}{M} + \frac{0.30222997}{e^M} - 0.00509693M \dots\dots\dots(4.16)$$

Para determinar la eficiencia areal después de la surgencia Dyes et al. (1954) correlacionaron el aumento en la eficiencia de barrido areal después de la surgencia con la relación del volumen de agua inyectada en cualquier momento después de la surgencia:

$$E_A = E_{ABT} + 0.2749 \ln\left(\frac{W_{iny}}{W_{iBT}}\right) \dots\dots\dots(4.17)$$

Entre los factores que pueden modificarse para optimizar la eficiencia areal, se puede mejorar la relación de movilidades, como se puede observar en la figura **Fig.4.9.(a)**, donde solo se considera la inyección de agua mientras que en la Fig.4.9.(b), se considera el efecto de incremento de viscosidad del fluido desplazante, por tanto el valor de relación de movilidades disminuirá mejorando la

eficiencia real de barrido, el incremento de la viscosidad del fluido desplazante puede conseguirse con la inyección de polímeros

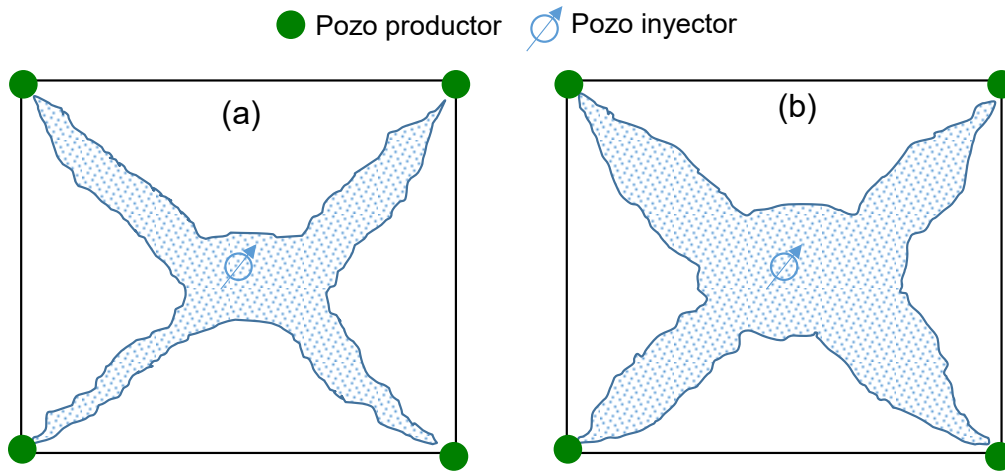


Figura 4.9 Eficiencia areal de barrido: (a) Inyección de agua, (b) inyección de polímeros

**c) Eficiencia vertical de desplazamiento**

Es la fracción de la sección vertical que está en contacto con el fluido inyectado, la cual es función principalmente de la heterogeneidad vertical y el grado de segregación gravitacional en el yacimiento. Como la eficiencia areal, el barrido vertical será mayor con el incremento del volumen inyectado, inicia con un valor de cero y tiene un valor máximo de 1 (Klins, 1984).

Como consecuencia de la heterogeneidad vertical de la permeabilidad, el fluido inyectado se moverá en un frente irregular, en las partes más permeables el fluido inyectado se moverá más rápido, mientras que en las de menor permeabilidad en movimiento será más lento. En general la eficiencia vertical de desplazamiento  $E_{vt}$ , considerando la **Fig. 4.10**, puede obtenerse con la siguiente expresión:

$$E_{vt} = \frac{\text{área sección invadida}}{\text{área total}} \dots\dots\dots(4.18)$$

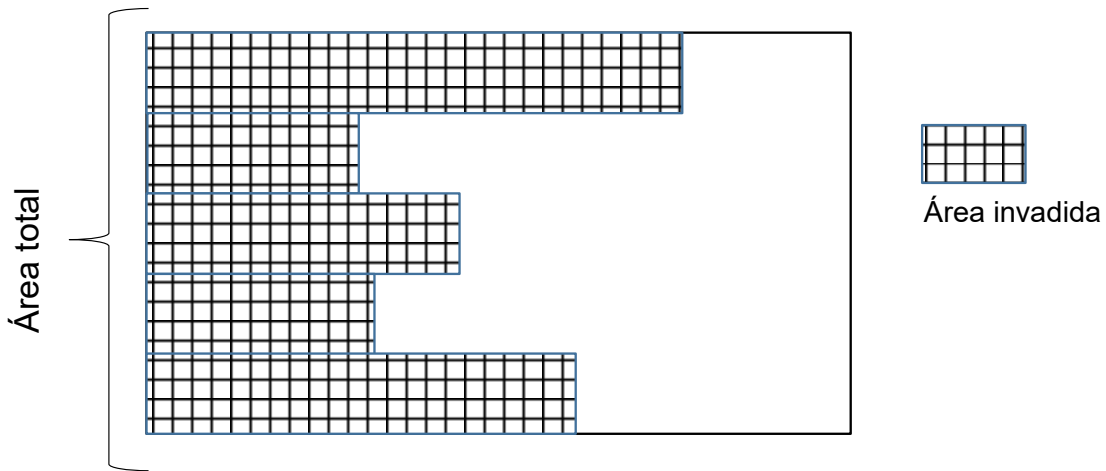


Figura 4.10 Relación de áreas en la eficiencia areal

La heterogeneidad vertical, influye en el grado de barrido vertical en un proceso de desplazamiento, un yacimiento puede tener diferentes capas (considerando la verticalidad) con un contraste importante de propiedades entre ellas. Si se considera la inyección de agua en un sistema estratificado, las capas de mayor permeabilidad generarán una facilidad mayor de flujo y se moverá a una mayor velocidad que las capas de menor permeabilidad, por tanto, al momento de la irrupción de agua de las capas de mayor permeabilidad, el petróleo de las zonas de menor permeabilidad no quedará completamente desplazado, como se puede observar en la **Fig. 4.11**. Esta heterogeneidad puede determinarse a través de la interpretación de los registros geofísicos, análisis de núcleos, entre otros.

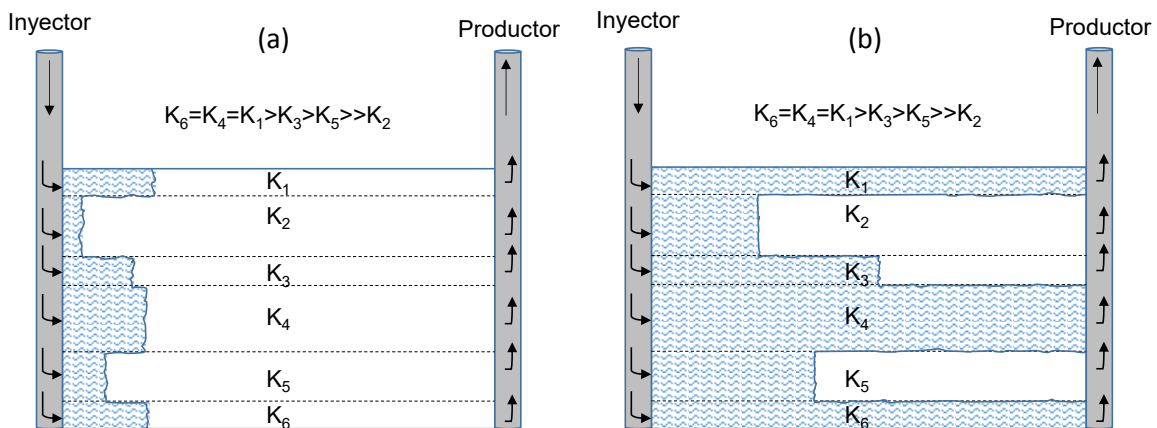


Figura 4.11 Efectos de la heterogeneidad en el desplazamiento vertical, (a) a un momento de la inyección, (b) después de la irrupción



Básicamente se utilizan dos métodos para el cálculo de la eficiencia vertical: (1) método de Stiles y (2) el método de Dykstra-Parsons. Estos dos métodos asumen que el yacimiento está compuesto de un sistema idealizado de capas, como se muestra en la **Fig.4.12**. El sistema de capas es seleccionado basándose en el enfoque de ordenamiento de la permeabilidad con capas dispuestas en orden descendente de la permeabilidad. Las consideraciones comunes de ambos métodos son: no hay flujo cruzado entre capas, desplazamiento inmisible, flujo lineal, la distancia que ha viajado el agua de cada capa a proporcional a la permeabilidad de cada capa y desplazamiento tipo pistón (Tarek, 2006).

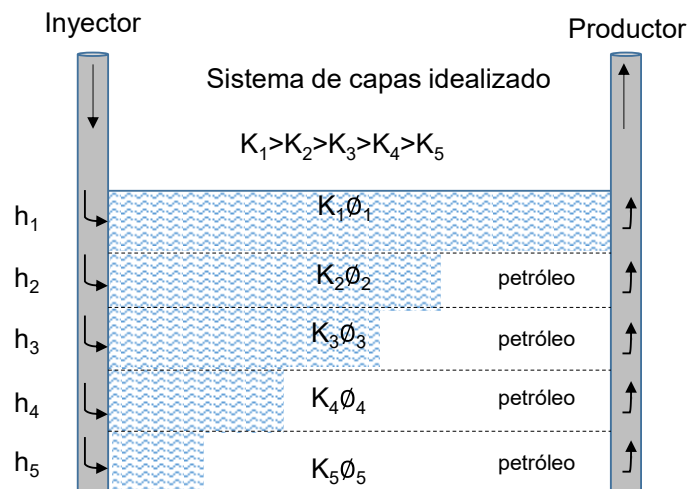


Figura 4.12 Sistema de capas idealizado

Fuente: adaptado de (Tarek ,2006)

La idea básica usada en el método de Stiles y de Dykstra-Parsons es para determinar la posición frontal en cada capa en el tiempo de la irrupción de agua ocurre en capas sucesivas. Si la capacidad de flujo de cada capa se define por del producto de la permeabilidad por el espesor  $kh$ , entonces el flujo de agua y petróleo de todas las capas puede calcularse para estimar la relación agua-petróleo (Tarek ,2006).

Stiles (1949) propuso un enfoque que considera las variaciones de permeabilidad para predecir el comportamiento de inyección de agua, asume que en un sistema de capas la irrupción de agua se produce en una secuencia que comienza en la capa con la más alta permeabilidad. Asumiendo que el yacimiento se divide en  $n$  capas. El método supone que hay un desplazamiento tipo pistón del petróleo, por lo que después de la irrupción de agua en una capa solo se producirá agua (Tarek ,2006).

$$E_{Vt} = \frac{k_i \sum_{j=1}^i h_j + \sum_{j=i+1}^n (kh)_j}{k_i h_t} \dots\dots\dots(4.19)$$

Si la porosidad varía entre cada capa, la ecuación anterior puede ser expresada de la manera siguiente:

$$E_{Vt} = \frac{\left(\frac{k}{\phi}\right)_i \sum_{j=1}^i (\phi h)_j + \sum_{j=i+1}^n (kh)_j}{\left(\frac{k}{\phi}\right)_i \sum_{j=1}^n (\phi h)_j} \dots\dots\dots(4.20)$$

donde

$i$ = capa de irrupción, por ejemplo  $i=1, 2,3,\dots, n$

$n$ = número total de capas

$E_{Vt}$ = eficiencia vertical de barrido

$h_t$ = Espesor total [ft]

$h_j$ = Espesor de la capa [ft]

**d) Eficiencia volumétrica**

En la literatura se puede encontrar el término que hace referencia a la eficiencia volumétrica de desplazamiento, esta es el producto de la eficiencia vertical por la eficiencia real. La eficiencia volumétrica puede ser definida por:

$$E_V = E_A E_{Vt} \dots\dots\dots(4.21)$$

Para ésta expresión de la eficiencia areal, se considera el área de inundación que pretende que ser barrida por el fluido desplazaste. La eficiencia vertical considera la fracción del espesor o grosor patrón previsto que se extendió por el fluido desplazando.

**e) Eficiencia de recuperación**

El factor de recuperación total (eficiencia) FR de cualquier método de recuperación secundaria o terciaria de petróleo, es el producto de una combinación de tres factores de eficiencia individuales dado por la expresión generalizada siguiente (Tarek, 2006):

$$FR = E_D E_A E_{Vt} \dots\dots\dots(4.22)$$

En términos de producción acumulada, la Ec. 4.22 se puede escribir como:

$$N_p = N_S E_D E_A E_{Vt} \dots\dots\dots(4.23)$$

## 4.2. Desplazamiento de fluidos en el medio poroso

Al inyectar un fluido, en un proceso de recuperación mejorada se busca el mantenimiento de presión y el desplazar petróleo atrapado hacia los pozos productores.

La implementación de este proceso debe considerar el tipo de roca al cual se inyectará el fluido, el tipo de fluido desplazante y a desplazar en el yacimiento, la distribución de pozos existentes en el campo, presión de saturación, entre otros, ya que esto permitirá identificar áreas de oportunidad para la implementación de un proceso de inyección.

### 4.2.1. Relación de movilidades

La movilidad de un fluido  $\lambda$  es definida como la relación de la permeabilidad efectiva de un fluido entre su viscosidad, aplica para agua, petróleo y gas, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o} = \frac{kk_{ro}}{\mu_o} \dots\dots\dots(4.24)$$

La movilidad de un fluido se define matemáticamente como se muestra en la ecuación anterior; por tanto se puede entender que la movilidad depende de la saturación del fluido.

El desplazamiento de un fluido por otro se relaciona a través de la relación de movilidades  $M$ , definida como la movilidad del fluido desplazante entre el fluido desplazado. En el caso de que el agua sea el fluido desplazante y el petróleo el fluido desplazado, se puede representar con la expresión siguiente:

$$M = \frac{\lambda_{desplazante}}{\lambda_{desplazado}} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w} \dots\dots\dots(4.25)$$

La relación de movilidades puede tomar tres valores:  $M < 1$  (relación favorable) El petróleo se desplaza más fácil que el agua,  $M = 1$  (relación neutral) el agua y el petróleo se desplazan con la misma facilidad y  $M > 1$  (relación desfavorable) el agua se desplaza más fácil que el petróleo.

**4.2.2. Geometría de patrón de inyección**

Uno de los primeros pasos en el diseño de un proyecto de inyección de agua es la selección de un patrón de flujo. El objetivo es seleccionar el patrón adecuado que proporcionará al fluido de inyección el máximo contacto posible con el petróleo. Esta selección se puede lograr mediante (1) la conversión de pozos productores existentes a inyectores o (2) perforación de pozos inyectores de relleno. Al hacer la selección los siguientes factores deben ser considerados (Tarek, 2006):

- Heterogeneidad del yacimiento y permeabilidad direccional
- Dirección de las fracturas de la formación
- Disponibilidad del fluido de inyección (agua o gas)
- Recuperación máxima de petróleo
- Espaciamiento entre pozos, productividad y la inyectividad.

La selección de un patrón de inyección adecuado dependerá de la ubicación y número de pozos existentes, en algunos caso se convertirán pozos productores o inyectores o de ser necesario se perforaran pozos nuevos de inyección.

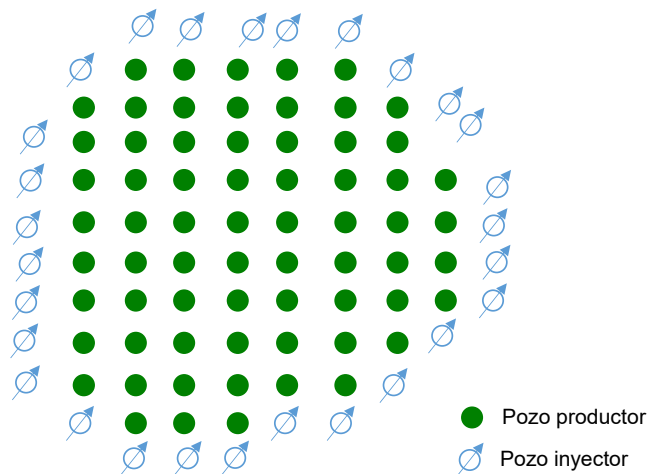
Básicamente se utilizan cuatro tipos de arreglos son usados en proyectos de inyección: (1) patrones de inyección irregulares, (2) patrones de inyección periféricos, (3) patrones de inyección regulares e (4) Inyección en cresta y base.

Willhite (1986) señala que la superficie o topología del subsuelo y/o el uso de técnicas de perforación pueden resultar en la localización no uniforme de pozos

productores e inyectores. En estas situaciones la región afectada por los pozos inyectores podría ser diferente para cada pozo inyector. Algunos yacimientos pequeños son desarrollados por producción primaria con un limitado número de pozos y cuando la economía es marginal, talvez solo unos pocos pozos de producción son convertidos en inyectores con patrones no uniformes. Fallamientos y variaciones localizadas en porosidad y permeabilidad pueden también conducir a patrones irregulares. (Tarek: 2006)

### Inyección de agua periférica

En el desplazamiento periférico, los pozos inyectores están ubicados en el límite externo del yacimiento y el petróleo es desplazado hacia el interior del yacimiento, como es mostrado en la **Fig. 4.13**.



*Figura 4.13 Arreglo de inyección periférica*

Craig en 1971 en una excelente revisión del desplazamiento periférico, señala las siguientes características principales del desplazamiento (Tarek: 2006):

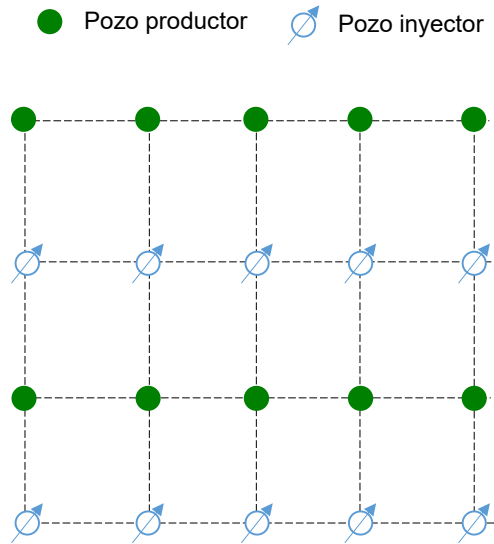
- La inyección periférica generalmente produce una recuperación máxima de petróleo con un mínimo de agua producida.

- La producción de cantidades significativas de agua puede ser retrasada hasta únicamente la última fila de productores.
- Debido al inusualmente pequeño número de inyectores en comparación con el número de productores, se necesita mucho tiempo para que el agua inyectada llene el espacio de la capa de gas en el yacimiento. El resultado es un retraso en la respuesta del campo a la inyección.
- Para una exitosa inyección periférica, la permeabilidad de la formación debe ser lo suficientemente grande como para permitir el movimiento del agua inyectada a la velocidad deseada sobre la distancia de varios espaciamientos de los pozos inyectores a la última línea de productores.
- Para mantener los pozos de inyección lo más cercano posible al frente de desplazamiento sin baipasear el petróleo móvil, productores pueden ser convertidos a inyectores. Sin embargo mover la ubicación de los pozos de inyección con frecuencia requiere tendido de líneas de agua superficial y adición de costos.
- Los resultados del desplazamiento periférico son más difíciles de predecir. El fluido de desplazamiento tiende a desplazar el banco de petróleo más allá de los productores en el interior, que son por lo tanto difíciles de producir.
- Las tasas de inyección son generalmente un problema porque los pozos de inyección continúan empujando el agua a mayores distancias.

### **Patrones de inyección regulares**

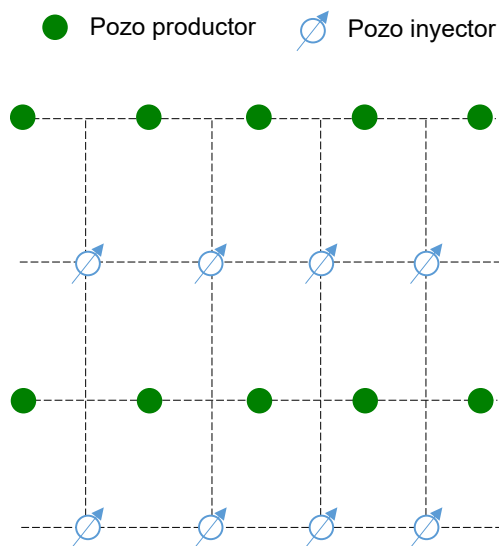
Los patrones más comunes son los siguientes:

Empuje de línea directa: En este caso las líneas de inyección y producción son directamente opuestas entre sí, la distancia entre los pozos inyectores y productores es la misma, como se muestra en la **Fig.4.14**.



*Figura 4.14 Arreglo de línea directa*

Empuje de línea alternada: En este arreglo los pozos están en líneas, pero a diferencia de la línea directa los inyectores y los productores están desplazados a la mitad, como se observa en la **Fig.4.15**.

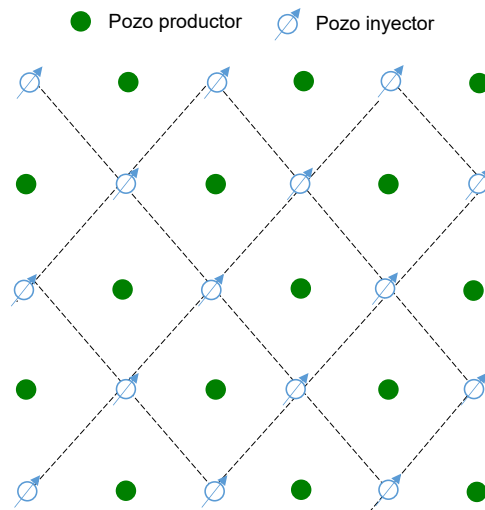


*Figura 4.15 Arreglo de línea alternada*

Patrón de cinco pozos: Este arreglo se considera un caso especial de la línea alternada en la cual la distancia entre todos los pozos es constante, por tanto los



pozos inyectores forman un cuadrado con un pozo productor en el centro, como se ejemplifica en la **Fig.4.16**.



*Figura 4.16 Arreglo de cinco pozos*

Patrón de siete pozos: Considera que un pozo es rodeado por un arreglo hexagonal, si el pozo productor se encuentra en el centro de arreglo rodeado por seis pozos inyectores se trata de un arreglo normal **Fig 4.17 (a)**, en el caso que el pozo en el centro sea el inyector y este rodeado por seis pozos productores el arreglo es invertido Fig 4.17 (b)

Para considerad si se utiliza el patrón de siete pozos con una arreglo normal o invertido la base es definir el fluido a inyectar. Si el fluido a inyectar es gas o vapor se puede utilizar el arreglo invertido, esto es debido a que el gas al tener menos viscosidad es más fácil de inyectar, en caso contrario si se considera inyectar agua con polímeros o tenemos un petróleo ligero es recomendable utilizar una arreglo normal debido a que se tiene una mayor viscosidad en el fluido a inyectar.

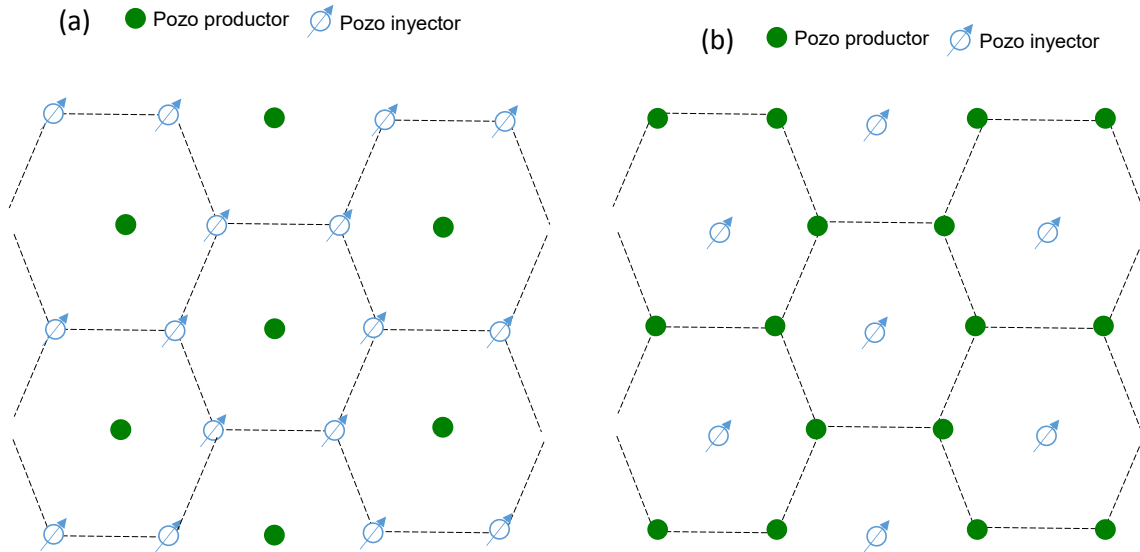


Figura 4.17 Patrón de siete pozos, (a) Arreglo normal, (b) arreglo invertido

Patrón de nueve pozos, considera que un pozo es rodeado por 8 pozos, si el pozo productor se encuentra en el centro y es rodeado por ocho pozos inyectores se tiene un arreglo normal **Fig. 4.18** (a), en caso contrario cuando el pozo inyector se encuentra en el centro y los ocho pozos que rodean son los productores el arreglo es invertido Fig. 4.18 (b).

Al igual que en el caso de siete pozos, el considerar la implementación de arreglo normal o invertido depende de los mismos factores, considera la anisotropía del yacimiento, así como el tipo de fluido a desplazar y a inyectar.

El número de pozos en un patrón de inyección depende de la relación entre la productividad e inyektividad.

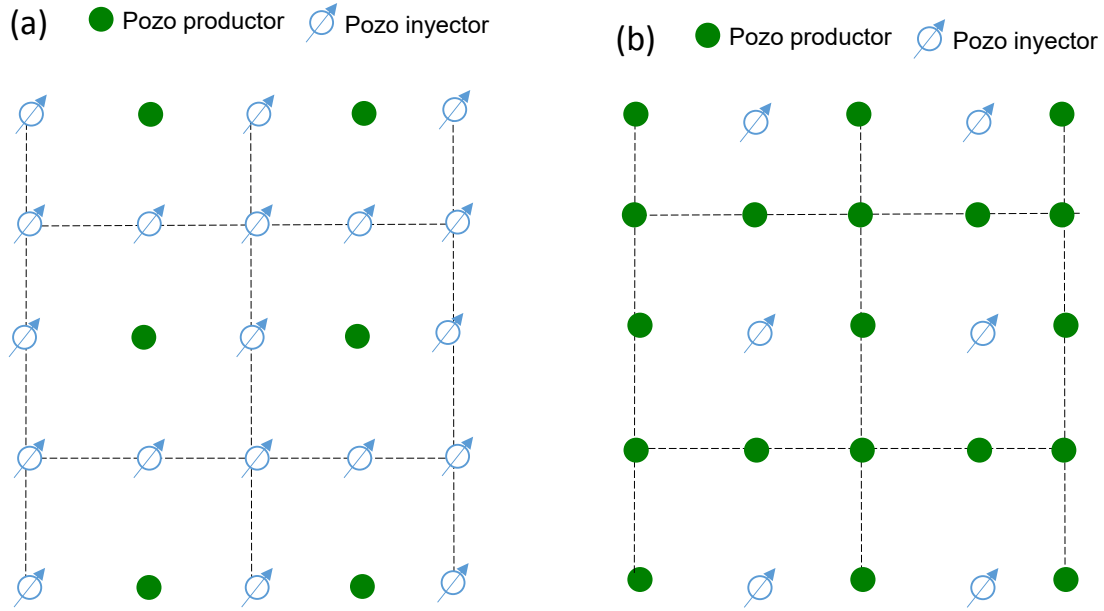


Figura 4.18 Patrón de nueve pozos, (a) Arreglo normal, (b) arreglo invertido

### Patrones de inyección en cresta y base

Para la inyección crestal, la inyección es a través de pozos ubicados en la parte superior de la estructura **Fig. 4.19 (a)**, este patrón pudiera ser utilizado para la inyección de gas. En la inyección basal el fluido es inyectado en la parte más profunda de la estructura **Fig. 4.19 (b)**, este patrón pudiera ser utilizado para la inyección de agua, el ejemplo de este patrón es mostrado en la siguiente figura:

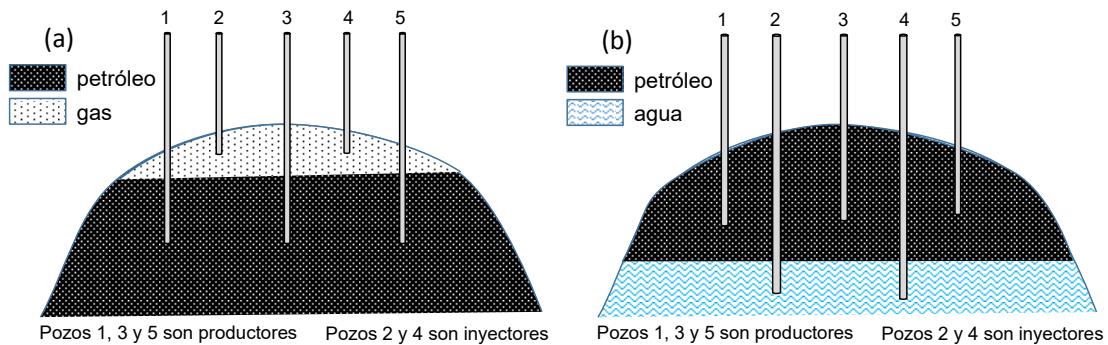


Figura 4.19 Patrón de inyección, (a) Cresta y (b) Base

Aspectos a considerar para seleccionar el patrón de desarrollo:

- Localización de pozos existentes
- Orientación de las fracturas
- Geometría del yacimiento
- Anisotropía del yacimiento
- Integridad mecánica del pozo inyector
- Productividad e inyectividad de los pozos
- Tipo de fluido a inyectar

#### **4.2.3. Inyectividad y fill-up**

Dos factores principales afectan el comportamiento de un proyecto de inyección de agua, el gasto de inyección (inyectabilidad del fluido) y efecto de la saturación de gas inicial en la recuperación.

#### **Inyectividad del fluido**

El gasto de inyección es una variable económica que debe ser considerada en la evaluación de un proyecto de inyección de agua. La vida del proyecto de inyección de agua y los beneficios económicos del mismo se verán directamente afectados por el gasto al cual el fluido puede ser inyectado y producido. La estimación del gasto de inyección es además importante para el dimensionamiento adecuado de equipos y bombas de inyección. Aunque a inyectividad se determina mejor por desplazamientos piloto a pequeña escala, métodos empíricos para estimar la inyectividad del agua, para patrones de flujo regulares han sido propuestos por Muskat (1948) y Deppe (1961), (Tarek, 2006).

Los autores derivaron sus correlaciones con base a los siguientes supuestos:

- Condiciones de estado estacionario.
- No hay saturación de gas inicial.

- Relación de movilidad de unidad.

En general se han realizado varios estudios que relacionan la inyectividad y la relación de movilidad con los cuales determinan lo siguiente: en relaciones de movilidad favorable  $M < 1$ , la inyectividad del fluido declina cuando la eficiencia areal incrementa, en una desfavorable relación de movilidad  $M > 1$ , la inyectividad del fluido incrementa cuando incrementa la eficiencia areal de barrido.

Existen diversas expresiones matemáticas para determinar la inyectividad en diferentes arreglos de inyección, sin embargo antes de la utilización hay que estudiar las consideraciones para su desarrollo entre las cuales pueden estar: sin presencia de casquete de gas, relación de movilidad  $M=1$  y  $M \neq 1$ , eficiencia areal, etc.

### **Tiempo de llenado (fill-up)**

Cuando se considera para un proceso de inyección a un yacimiento saturado (existe una saturación de gas en el yacimiento al inicio de la inyección). Es necesario inyectar un volumen de agua que se acerque al volumen del espacio poroso ocupado por el gas libre antes que el petróleo sea producido. Este volumen de agua es llamado el volumen de llenado (fill-up volume).

Durante el proceso de inyección de agua, una porción de gas libre inicial por lo general es desplazado por el borde delantero del banco de petróleo, debido a la favorable relación de movilidad entre el petróleo y el gas desplazado. Esto ocurriría si la saturación de gas inicial es superior a la saturación de gas crítica, es importante considerar es que el aumento de la saturación de petróleo en el banco de petróleo sería exactamente igual a la disminución de la saturación de gas inicial. Además, el aumento de la saturación de petróleo en el banco de petróleo es el resultado del desplazamiento de agua, el aumento de la saturación de petróleo se llama efecto de “re-saturación de petróleo”, durante la re-saturación el

petróleo desplazado de la zona de agua no se produce. Simplemente se desplaza en el yacimiento (Tarek, 2006).

Ejemplificando un proceso de inyección de agua como se muestra en la **Fig. 4.20**, se puede observar en (a) que se tiene las tres fases en el yacimiento (una cantidad de gas considerable libre), posterior en (b) se comienza la inyección de agua, con la cual el gas es desplazado (quedando solo una saturación de gas irreductible) por el petróleo, en (c) se ha producido todo el gas móvil quedando o saturaciones de petróleo, agua y gas irreductible, posterior en (d) se continúa el proceso de inyección hasta desplazar todo el petróleo. Cabe destacar el petróleo movido a la zona de gas en un futuro generará una zona de saturación de petróleo irreductible que quedará atrapado.

Por consideraciones económicas la inyección de agua debe ser al mayor gasto posible, el aumento de la presión pudiera ayudar a disolver el gas atrapado.

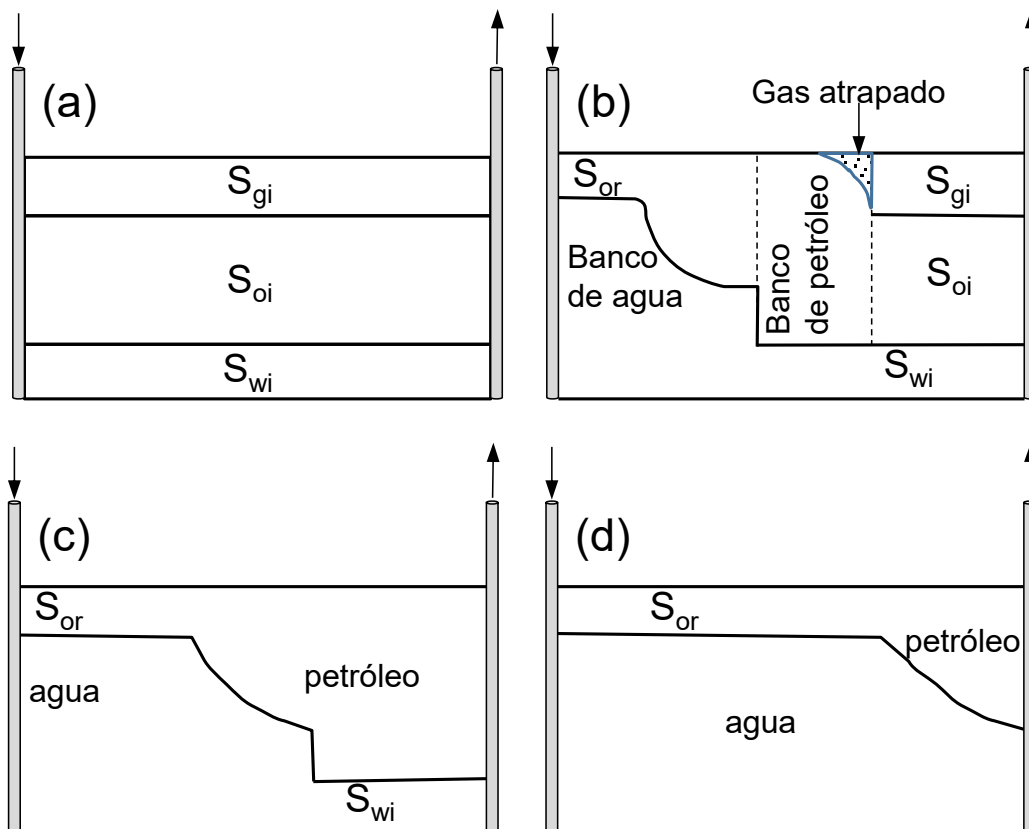


Figura 4.20 Etapas de desplazamiento de agua



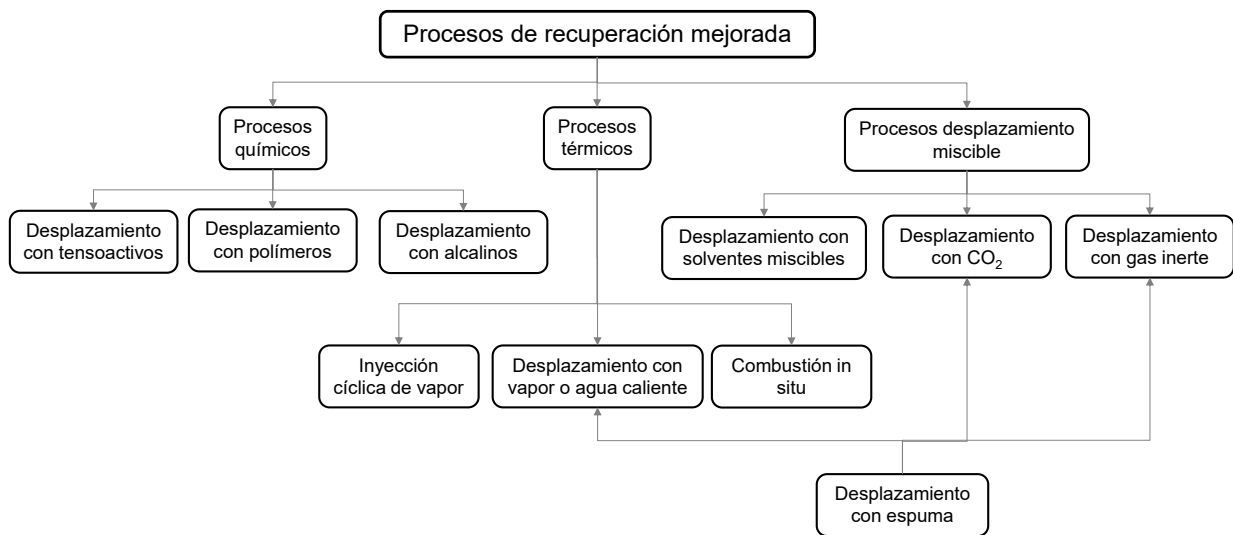
## 5. Métodos de recuperación mejorada: fundamentos y selección

Los procesos de recuperación de petróleo pueden dividirse en tres categorías: primaria, secundaria y mejorada. En el proceso primario, el petróleo es forzado a salir del yacimiento utilizando la energía propia del mismo; cuando ésta ya no es suficiente para la producción, se inyecta agua o gas para aumentar la presión existente en el yacimiento. La conversión de algunos pozos productores a inyectoras, para posterior inyección de agua o gas con objetivo de mantenimiento de presión ha sido designada como recuperación secundaria de petróleo. El petróleo recuperado por procesos de recuperación primaria y secundaria está en el rango de 20 a 50 % dependiendo del petróleo y propiedades del yacimiento. El objetivo de los procesos de recuperación mejorada es recuperar al menos una parte del petróleo remanente. Hay varios procesos de recuperación mejorada que se consideran prometedores: desplazamientos químicos, térmicos y métodos de desplazamiento miscibles. Varios mecanismos están involucrados en los diferentes procesos de recuperación de petróleo (Donaldson, et.al. 1989).

Los procesos de recuperación mejorada tienen como objetivo incrementar el factor de recuperación; los métodos principales mencionados anteriormente pueden dividirse en varias categorías, como se muestra en la **Fig. 5.1**. Los procesos térmicos se emplean generalmente para hidrocarburos pesados, mientras que los procesos químicos y miscibles se emplean para petróleos ligeros.

Posterior a la recuperación primaria y secundaria se considera que existen tres factores principales para tener una alta saturación remanente de petróleo en el medio poroso: alta viscosidad, fuerzas interfaciales y alta heterogeneidad del yacimiento.





*Figura 5.1 Métodos de recuperación mejorada*  
*Fuente: adaptado de (Donaldson, et.al. 1989).*

## 5.1. Metodología del trabajo de investigación

La metodología de trabajo se basó en tres etapas principales: documental, análisis de laboratorio e interpretación de resultados.

En la fase documental se describieron las principales características del campo como :geología, histórico de explotación y situación actual del campo, los fundamentos de los métodos de recuperación mejorada, el efecto de la interacción del sistema roca fluidos, efectos de la heterogeneidad en el yacimiento y desplazamiento de fluidos en el medio poroso, identificación de los métodos de recuperación mejorada que se han aplicado en campos con características similares, así como comparación de las diferentes técnicas de recuperación mejorada.

Respecto al análisis de laboratorio se trabajó con muestras de fluidos para realizar pruebas de compatibilidad determinando propiedades iniciales de los fluidos, se elaboraron pruebas con los fluidos a diferentes valores de salinidad considerando

temperaturas del yacimiento, así como el efecto de los de los productos químicos en el cambio de las propiedades de los fluidos

Por último en la interpretación de resultados se analizaron y compararon los cambios de las propiedades de los fluidos y se seleccionaron los productos que cambiaron las propiedades de manera adecuada.

## **5.2. Descripción general de los métodos,**

Los procesos de recuperación mejorada pueden clasificarse en general como (Satter y Thakur, 1994):

- Métodos térmicos: inyección de vapor, inyección de agua caliente y combustión in-situ.
- Métodos químicos: polímeros, tensoactivos, cáusticos y polímeros miscelares.
- Métodos Miscibles: gas hidrocarburo, CO<sub>2</sub> y nitrógeno.

### **5.2.1. Métodos térmicos**

Los métodos térmicos han sido exitosos por la aplicación en yacimientos de hidrocarburos pesados que no pueden ser producidos, de manera convencional, porque el petróleo es tan viscoso que no puede fluir sin la aplicación de calor y presión. Es recomendable el empleo de los métodos térmicos, para yacimientos de baja densidad relativa (menor a 20 °API) y altas viscosidades, la inyección de vapor puede reducir la viscosidad del petróleo por lo que mejoraría la movilidad, los procesos térmicos pueden ser clasificados de acuerdo a la forma que generan el calor: combustión in-situ, inyección de vapor o inyección de agua caliente.

La inyección de vapor puede ser de manera continua o a través de ciclos. La inyección continua de vapor considera la inyección y producción de pozos, mientras que la inyección cíclica considera un solo pozo que sirve para inyectar y producir, la inyección de vapor es más fácil de controlar que la combustión in-situ.

Para el mismo tamaño de patrón, el tiempo de respuesta es de 20-25 % menor que el tiempo de respuesta para la producción adicional por combustión in-situ. (Donaldson, et.al. 1989).

Para minimizar la cantidad de roca calentada y maximizar la cantidad de petróleo calentado, se prefieren formaciones con alta porosidad. La fracción de pérdida de calor, varía inversamente con el espesor del yacimiento. Por lo tanto, entre más grande sea el espesor, la eficiencia térmica será menor. En la etapa inicial, la inyección de vapor es alta para minimizar las pérdidas de calor en el yacimiento.

El vapor reduce la saturación de petróleo e incrementa la eficiencia de barrido volumétrico a través de: reducción de la viscosidad del petróleo por calentamiento; incrementa la presión para mover el petróleo hacia los pozos productores; expansión térmica del petróleo y cambio en la mojabilidad.

### **5.2.2. Métodos químicos**

Los procesos químicos consideran tres categorías: alcalinos (A), tensoactivos (S) y polímeros (P). También se consideran la combinación de estas categorías. El objetivo principal de la inyección de álcali y tensoactivos es generar un valor muy bajo de tensión interfacial, mientras que con la inyección de polímeros se busca modificar la movilidad.

Estos métodos involucran la mezcla de químicos (u otras sustancias) en el agua antes de su inyección al yacimiento, considerando lo anterior, estos métodos requieren condiciones que sean favorables a la inyección de agua. Derivado a que en los procesos químicos se inyectan fluidos de menor movilidad (mayor viscosidad), se requiere una inyectividad mejor. Generalmente, se deben de evitar yacimientos con acuífero activo o formaciones con alto contenido de arcillas (por el aumento de adsorción).

El uso de productos químicos de una manera adecuada puede mantener una relación favorable de la movilidad para mejorar la eficiencia de barrido. El proceso

de control de movilidad se relaciona con cada proceso químico, por lo tanto, es importante analizar inicialmente el control de la movilidad y en segunda instancia el efecto de los productos químicos.

La inyección de álcali (alcalina o cáustica) genera reacciones químicas con los ácidos napténicos del petróleo, para formar tensoactivos naturales (in situ), lo que implicará una disminución en el valor de la tensión interfacial. Sin embargo, al inyectar este producto se espera reducir la adsorción de los tensoactivos, disminuyendo la cantidad de volumen inyectado.

Algunos álcalis para la inyección pueden ser hidróxido de sodio, silicato de sodio o carbonato de sodio, debido a que éstos reaccionan con los ácidos orgánicos del petróleo creando tensoactivos in-situ, también pueden reaccionar con la roca del yacimiento para cambiar la mojabilidad. La concentración utilizada normalmente de estos agentes es normalmente entre 0.2 y 5 % peso; el tamaño del volumen inyectado es frecuentemente entre 10 al 50 % del VP.

El objetivo principal de la inyección de los tensoactivos (surfactantes) es el reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el fluido desplazante. El reducir la tensión interfacial impacta positivamente, ya que aumenta el valor del número capilar. Los datos experimentales muestran que al aumentar el número capilar disminuye la saturación de petróleo residual, (Lake, 1989). Por tanto, al reducir la tensión interfacial con el uso de agentes tensoactivos se aumenta la recuperación de petróleo.

Los tensoactivos se clasifican de acuerdo a su polaridad (carga). El no iónico no tiene grupo de carga en la cabeza (no se disocian en iones en soluciones acuosas), mientras que la cabeza de un tensoactivo iónico tiene una carga neta. Si la carga es negativa se denomina anionico (contienen grupos funcionales anionicos en la cabeza, tales como sulfatos, sulfonatos, fosfatos y carboxilatos; se consideran insolubles en agua dura); si es positiva se denomina catiónico (son básicamente jabones o detergentes en los que el hidrófilo contiene un ion cargado positivamente).

La inyección de polímeros reduce la relación de movilidad al incrementar la viscosidad de la fase desplazante; la recuperación de petróleo se debe principalmente a cambios en la eficiencia de desplazamiento. El objetivo de la inyección de polímeros no es el de recuperar petróleo residual atrapado, sino el de producir petróleo adicional por la mejora en la eficiencia de desplazamiento y por el incremento del volumen conectado durante el proceso.

Debido a que reduce la relación de movilidad por incremento de viscosidad del fluido desplazante (agua con polímero), la recuperación de petróleo se debe principalmente a cambios en la eficiencia de desplazamiento y por tanto, la eficiencia de barrido en la formación productora. La inyección de polímero incrementa la cantidad de petróleo recuperado, debido a que se genera un mayor contacto en el yacimiento por el fluido desplazante.

Una manera de reducir la cantidad de productos químicos inyectados es entender el efecto de cada producto químico por separado y el efecto de la reacción al combinarlos; éste proceso ha sido definido como la inyección de ASP alcalino-tensoactivo-polímero. En estudios de laboratorio se ha demostrado que incrementan la cantidad de petróleo recuperado, aunque en esta combinación han surgido problemas de incrustaciones y emulsiones.

### **5.2.3. Métodos miscibles**

Los métodos de desplazamiento por gas en la recuperación mejorada de petróleo, engloban dos tipos de procesos: miscibles e inmiscibles. Cuando la inyección de gas logra miscibilidad con el petróleo en el yacimiento, la tensión interfacial entre el petróleo y el gas desplazante se elimina; por tanto, la saturación de petróleo residual será reducida debido al incremento en el número capilar. El dióxido de carbono es el gas más popular usado en el desplazamiento miscible de gas. Otros gases como el gas natural, nitrógeno y gas de combustión se usan en éste método. Los parámetros de selección preliminar para un desplazamiento miscible de gas incluyen la presión mínima de miscibilidad y la disponibilidad del gas. Hay

muy pocos casos en el que el gas inyectado puede alcanzar miscibilidad al primer contacto. En la mayoría de los casos, un banco de fluidos miscible es generado a través de procesos de múltiple-contacto. (Goodlett, et. al., 1986).

Después de los procesos térmicos, el desplazamiento miscible aporta la mayor cantidad entre los diversos métodos de EOR. Alrededor del 40% de la producción total de EOR es por desplazamiento miscible e inmisible de gas (Satter y Thakur, 1994).

Los impactos positivos en un proceso de desplazamiento inmisible por CO<sub>2</sub> son: la reducción de la viscosidad del petróleo y el incremento del volumen del mismo. La baja eficiencia de barrido es uno de los aspectos preocupantes en el diseño e implementación de éste proceso

La miscibilidad se refiere a la propiedad que tiene los fluidos para mezclarse en cualquier proporción, formando una mezcla homogénea. La solubilidad es la capacidad de una sustancia para disolverse en otra sustancia; la solubilidad involucra un cambio físico.

El desplazamiento miscible considera inyectar un gas o solvente que será miscible con el petróleo, al ser un proceso miscible la tensión interfacial entre los dos fluidos desaparece.

El desplazamiento miscible de hidrocarburos considera la inyección de hidrocarburos ligeros en el yacimiento, para el cual se pueden utilizar los siguientes métodos: Inyección del 5% del volumen poroso de gas licuado de petróleo seguido de gas y agua, el segundo métodos conocido como proceso controlado por gas enriquecido (condensación), consiste en la inyección de 10 a 20 % del volumen poroso de un volumen de gas enriquecido con componentes del etano al hexano, seguido de gas seco, el tercer método conocido como proceso dominado por gas de alta presión (vaporización), consiste en la inyección de gas seco a alta presión para vaporizar los componentes de etano al hexano del petróleo desplazado.

El desplazamiento miscible de CO<sub>2</sub>, consiste en la inyección de CO<sub>2</sub> (más del 15% del volumen poroso), el gas inyectado extraerá componentes ligeros e intermedios del petróleo; la presión deber ser suficientemente alta para desarrollar miscibilidad y desplazar el petróleo.

La dispersión convectiva sólo ocurre durante el transporte, a diferencia de la difusión molecular que se lleva acabo ya sea que un fluido este fluyendo o no. La dispersión resulta de la trayectoria del flujo tortuoso causada por la heterogeneidad a pequeña escala. La no uniformidad de los poros de una roca causa que el CO<sub>2</sub> tiende a dispersar y elongar el frente de desplazamiento, (Jarrell, et al, 2002).

Como se puede observar en la **Fig. 5.2**, en la simulación de un proceso de recuperación por desplazamiento con CO<sub>2</sub>; las líneas continuas consideran una pequeña dispersión mientras que las líneas punteadas representan una mayor dispersión; el efecto de la dispersión y el factor de recuperación es visible, ya que a mayor dispersión se obtiene un menor factor de recuperación.

El nivel de dispersión generalmente se expresa por un número adimensional definido como número de Peclet, definido como la relación de la convección al transporte dispersivo. Es importante resaltar que este número es independiente del gasto de inyección.

Es importante considerar como un criterio de selección de este método, la heterogeneidad del yacimiento y la movilidad desfavorable del gas en el desplazamiento.

Kelkar y Gupta encontraron que variaciones aleatorias en la permeabilidad causan dispersibilidad cuando el coeficiente de Dykstra-Parsons es mayor a 0.4 (Jarrell, et al, 2002).

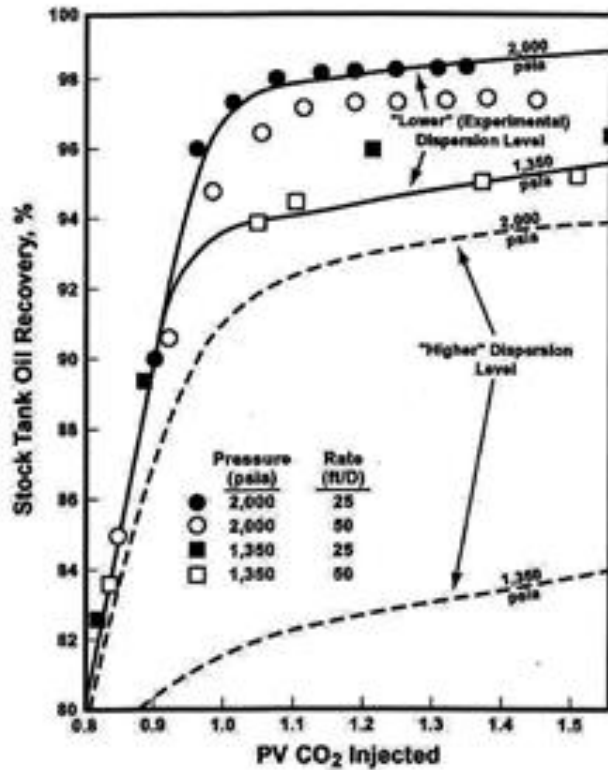


Figura 5.2 Factores de recuperación experimentales y calculados afectados por dispersión  
Fuente: tomado de (Jarrell, et al, 2002)

En la Fig. 5.3 se comparan las saturaciones obtenidas con el simulador de Yellig, con respecto a valores experimentales después de inyectar 1.2 veces el volumen poroso con CO<sub>2</sub>, pequeños valores de número de Peclet (núcleos de longitud más corta) generaron altas saturaciones de petróleo residual y redujeron el petróleo recuperado. Aunque el desplazamiento en núcleos fue realizado sobre presiones de 1900 psia, estaban muy por encima de la MMP termodinámica de 1,190 psia, el simulador indica que el desplazamiento a una distancia de 8 ft no era miscible (Jarrell, et al, 2002).



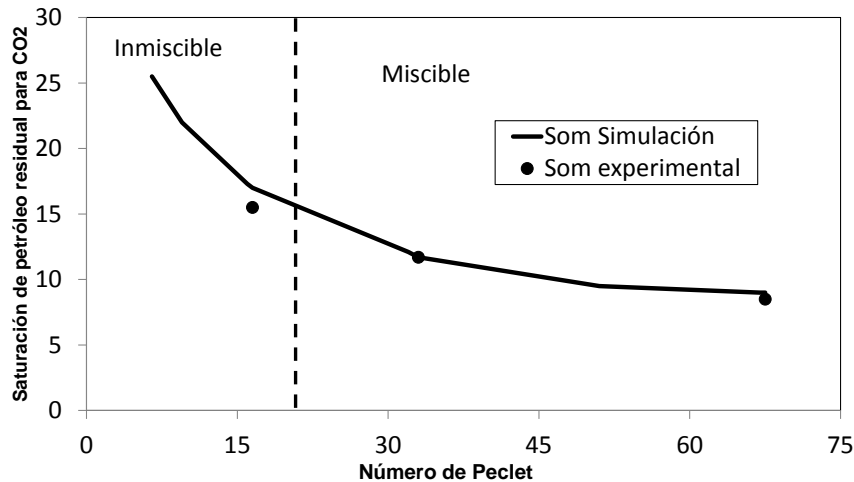


Figura 5.3 Efecto del número de Peclet y la saturación de petróleo residual, en un desplazamiento con CO<sub>2</sub>.

Fuente: adaptado de (Jarrell, et al, 2002).

### 5.3. Selección del método aplicable al campo en estudio

En la literatura se han explicado diversos criterios para seleccionar la aplicación de los métodos de recuperación mejorada; en las tablas siguientes se describen algunos criterios de selección definidos por los autores, es importante recalcar que estos parámetros de selección cambian en consideración con su fecha de publicación.

#### a) Métodos térmicos

Con respecto a los métodos térmicos en la **Tabla 5.1** se describen algunos parámetros de interés y los valores o rangos definidos por los autores, por medio de los cuales han propuesto criterios de selección para definir la viabilidad de la aplicación del método.

Entre las limitaciones de los métodos térmicos se tiene que: se aplica para yacimientos poco profundos debido a la pérdida de calor en el pozo; la inyección de vapor generalmente no se utiliza en yacimiento de carbonatos debido a la posible canalización del vapor.

Tabla 5.1 Criterios de selección para los métodos térmicos considerando algunos autores

Parámetros	Unidad	Vapor			Combustión Insitu		
		Goodlett G.O., et.al., 1986	Taber, et.al., 1997	Taber y Martin, 1983	Goodlett G.O., et.al., 1986	Taber, et.al., 1997	Taber y Martin, 1983
Viscosidad	cp	<15,000	<200,000, prom 4,700	> 20, pro 100-5000	<50000	<5000, prom 1200	<1000
Densidad relativa	°API	10 a 34	>8, prom 13.5	<25, prom. 10-25	10 a 35	>10, prom 16	<40, prom 10-25
Temperatura	°C	NC	NC	NC	> 65.5	>37.8, prom 57	>65
Fracción de petróleo remanente en el área (antes de EOR)	% PV	40-50	>40, prom 66	>40-50	40-50	>50, prom 72	>40-50
Espesor de la formación	m	>6	>6	>6	>6	>3	>3
Litología		arena no consolidada arenisca o carbonato	arena/arenisca alta porosidad	arena y arenisca preferible con alta porosidad y permeabilidad		arena/arenisca alta porosidad	arena/arenisca alta porosidad
Profundidad	m	<914	<1,371 , prom 457	91-1524	<3,505	<3,505 , prom 1066	>152.4
Presión actual	psi	<1,500			<2,000		
Permeabilidad	mD	>250	>200, prom 2,540	>200	>35	>50	>100
Porosidad	%	>20			>20		

NC= no crítico

### b) Métodos químicos

La aplicación de los métodos químicos se ha estudiado con el paso del tiempo; se han considerado y descrito algunos aspectos principales que afectan la implementación y resultados del proceso, entre los cuales destacan la temperatura del yacimiento la composición del agua e hidrocarburo, litología, etc., por tanto, en la **Tabla 5.2** se integran parámetros y valores que algunos autores han propuesto en diferentes investigaciones. Se destaca que la elaboración de productos químicos ha mejorado con el paso del tiempo, por lo que actualmente se han desarrollado más resistentes para mayores temperaturas.

Tabla 5.2 Criterios de selección para los métodos químicos considerando algunos autores

Parámetros	Unidad	Miscelar-polímero		Alcalino - polímero	Alcalino - tensoactivo - polímero	Polímero		
		Taber, et.al., 1997	Al-Bahar Mohammad A., et.al. 2004	Al-Bahar Mohammad A., et.al. 2004	Al-Bahar Mohammad A., et.al. 2004	Taber, 1997	Taber y Martin, 1983	Al-Bahar Mohammad A., et.al. 2004
Viscosidad del petróleo @ cy	cP	< 35	< 150	< 150	< 150	<150, >10	<150, (<100 preferentem ente)	<150
Composición del petróleo		Ligeros intermedios				NC	NC	
Salinidad	Ppm		< 50,000	< 50,000	< 50,000			<100,000
Dureza (Ca y Mg)	Ppm		< 1,000	< 1,000	< 1,000			<1,000
Densidad relativa	°API	> 20		< 35		>15	>25	
Temperatura	°C	<93.3	< 70	< 70	< 70	<93, PROM 60	<93.33	<70
Fracción de petróleo remanente en el área (antes de EOR)	% PV	> 35	> 35	> 50	> 35	>50, PROM 90	>10 % MOBIL	>60
Casquete de gas			sin casquete	local o sin capa de gas	local o sin capa de gas			local o sin capa de gas
Litología		Preferentem ente areniscas	Bajo contenido de arcillas	Arenisca con bajo contenido de arcilla	Arenisca con bajo contenido de arcilla	Preferentem ente areniscas	Preferentem ente arenas, puede ser en carbonatos	
Profundidad	m	< 2,743				<2,743	<2,743	
Permeabilidad	mD	> 10	> 50	> 50	> 50	>10	>10, (en algunos casos 3)	>50
Mecanismo de empuje de agua			sin acuífero	sin acuífero activo	sin acuífero activo			sin acuífero activo

NC= no critico

En general, se considera que en un proceso de inyección de álcali-tensoactivo-polímero (ASP), el álcali reduce la tensión interfacial por los tensoactivos naturales

producidos, de ahí que puede generar un cambio en la mojabilidad. El tensoactivo disminuye la tensión interfacial agua-petróleo, ayuda a la solubilización del petróleo, genera emulsiones entre el agua y el petróleo. El polímero incrementa la viscosidad del agua, reduce su movilidad e incrementa el volumen contactado en el yacimiento por el fluido desplazante.

Entre las limitaciones para la inyección del polímero se puede considerar que si la viscosidad del petróleo es alta se requiere una concentración del polímero mayor para alcanzar el control de la movilidad, de igual forma, si la garganta poral es pequeña el polímero no logrará desplazar el fluido que se encuentre entre los poros conectados por esas gargantas porales; la inyectividad se considera muy importante debido a que se emplea un fluido viscoso, por tanto, el polímero inyectado debe permitir presiones altas de inyección .

Respecto a la inyección de tensoactivos se debe de evitar para formaciones con alto contenido de anhidrita, el yacimiento puede generar absorción de tensoactivos y se puede generar una degradación de los químicos a altas temperaturas.

Las limitaciones de la inyección de álcali son referentes a la consideración de la reacción entre el químico y el petróleo, a altas temperaturas se consumirá una alta cantidad de químicos alcalinos por reacción con minerales de yacimientos de areniscas, puede generar incrustaciones en pozos productores, alto consumo de álcali y corrosión.

### **c) *Métodos miscibles***

Como se describe en la **Tabla 5.3** diferentes autores en diferentes épocas definen algunos rangos de aplicación para estos métodos, en los cuales definen que puede aplicarse en arenas o carbonatos, es importante resaltar que conforme el tiempo pasa (mayores estudios y entendimiento del proceso) se adecuan algunos límites que se consideraban para la aplicación del método.

Tabla 5.3 Criterios de selección para los métodos miscibles considerando algunos autores

Parámetros	Unidad	CO2 Miscible							Hidrocarburos			
		Goodlett G.O., et.al., 1986	Taber, et.al., 1997	Mohammed-Sing L, et.al., 2006			Taber y Martin, 1983	Al-Bahar Mohamma d A., et.al. 2004	Goodlett G.O., et.al., 1986	Taber, et.al., 1997	Taber y Martin, 1983	Al-Bahar Mohamma d A., et.al. 2004
				Ligero	Medio	Pesado						
Viscosidad del petróleo @ cy	cP	<15	<10 Prom 1.5	0.4-8	32 - 46	415 - 3000	<15	<10	<10	<3 Prom 0.5	< 10	<5
Composición del petróleo		C5-C12	Alto % C5- C12				Alto % C5-C12		Alto % C2- C7	Alto % C2- C7	Alto % C2- C7	
Densidad relativa	°API	>35	>22 Prom 36	23-38	17 -23	11-14	>26	>22	>35	>23 Prom 41	>35	<24
Temperatura	°C	NC	NC				NC	>30	NC	NC		
Fracción de petróleo remanente en el área (antes de EOR)	% PV(*)	>30	>20 Prom 55				>30	>25	>30	>30 Prom 80	>30	30
Espesor de la formación	m	Delgada	Amplio rango	1.8 - 18.3	10.9 - 67	60.9	Delgada		Delgada	Delgada	Delgada	
Casquete de gas								sin casquete				
Litología		Arenisca o carbonato	Arenisca o carbonato				Carbona tos		Arenisca o carbonato	Arenisca o carbonato	Arena o carbonato con un mínimo de fractura	
Profundidad	m	>610	>762	366 – 3,923	793– 1,280	351- 1257	>609.6	>600	>610 para LPG A >1524 para gas de alta presión	>1,219	>610 para LPG A >1524 para gas de alta presión	>1,200
Presión actual	psi	>PMM						>PMM				
Permeabili dad	mD	NC	NC	10 A 3000	150 - 388	250 -350	NC		NC	NC	NC , si es uniforme	

NC= no critico

Es relevante indicar que para la implementación de este método, las características del petróleo son muy importantes, ya que para generar un proceso de vaporización, el petróleo debe presentar un alto grado API, baja viscosidad y un alto porcentaje de hidrocarburo intermedio (etano-heptano). Se recomienda la implementación en yacimientos con profundidades mayores a los 600 m, debido a los requerimientos de presión mínima de inyección.

Entre las limitaciones y desventajas del desplazamiento miscible de hidrocarburos se destaca que requiere de una profundidad mínima definida por la presión que es necesaria para mantener la miscibilidad, ya que puede generar interdigitación en el medio poroso que resultaría en una baja eficiencia de barrido horizontal y vertical. Respecto a la inyección de CO<sub>2</sub>, la baja viscosidad de éste generará un pobre control de movilidad, la irrupción temprana puede generar problemas de corrosión en los pozos productores, procesos de separación del CO<sub>2</sub> del hidrocarburo producido y la disponibilidad del CO<sub>2</sub> para la inyección.

### **5.3.1. Método seleccionado**

Para poder definir el método aplicable al campo Poza Rica se considera lo siguiente:

El método térmico no es la opción más recomendable, debido a que las propiedades del hidrocarburo del campo de interés no son las necesarias e idóneas para la inyección de vapor o agua caliente, debido a que tiene una baja viscosidad del petróleo y densidad relativa cercana a los 30 ° API, así como una baja porosidad asociada al área de estudio.

Por las características del campo, la inyección de gas no sería lo más recomendable, considerando que a nivel superficial se tendría que construir un red de ductos para la inyección de gas y como se describe en el capítulo 2, muchos pozos operando se encuentran dentro del área urbana, a nivel sub-superficial (condiciones mecánicas de los pozos operando) muchos de los pozos operando se verían seriamente afectados por una irrupción temprana del CO<sub>2</sub> inyectado y

por último a nivel de yacimiento su heterogeneidad que presenta impactaría en un control de movilidad deficiente, una baja eficiencia de barrido horizontal y vertical, así como una irrupción temprana del gas en los pozos productores dejando bancos de petróleo entrampados.

Utilizando datos de registros geofísicos y considerando la información para el Bloque A unidad de flujo 4 del Pozo-04, se calculó el coeficiente Lorenz como se muestra en la **Fig. 5.4**, donde se obtuvo un valor para dicho coeficiente de 0.3 y de lo cual se puede interpretar que debido a la heterogeneidad del yacimiento solo el 30 % de la capacidad de almacenamiento de la formación aporta la mitad de flujo.

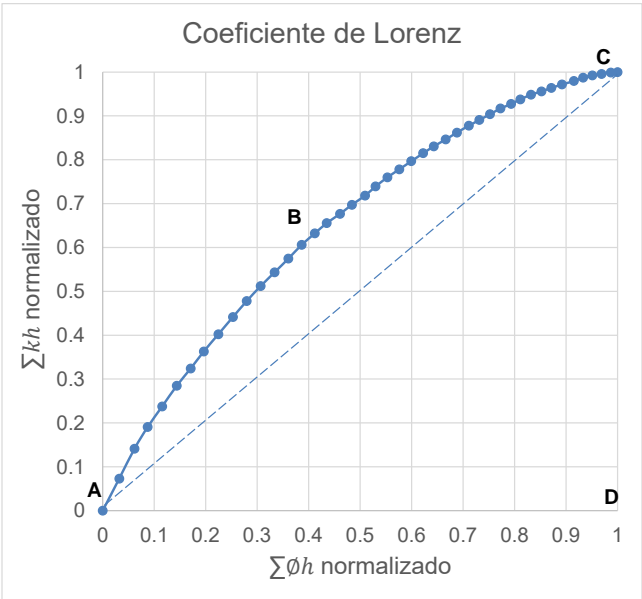


Figura 5.4 Coeficiente de Lorenz con datos del Pozo-04, unidad de flujo 4

Con los datos obtenidos de la Fig. 5.4 se obtuvieron los valores de las áreas necesarias para obtener el coeficiente de Lorenz utilizados en la siguiente ecuación:

$$CL = \frac{\text{área } ABCA}{\text{área } ACDA} = \frac{0.1506}{0.5} = 0.3012 \dots\dots\dots(5.1)$$

Respecto al coeficiente de Dykstra-Parsons, se obtuvieron con los datos graficados y documentados en la Fig. 5.5, con lo cual se obtiene un valor de 0.57;

como se explicó en la sección 5.1.3, derivado a la heterogeneidad la inyección de gas reflejaría deficiencias en el desplazamiento.

Con los datos obtenidos de la **Fig. 5.5**, se obtuvieron los valores correspondientes para el coeficiente de Dykstra-Parsons=0.5714; como se describió anteriormente el resultado mayor a 0.4 representa una heterogeneidad del yacimiento alta, por lo que podrían generarse problemas de canalización.

$$V_{DP} = \frac{k_{0.5} - k_{0.841}}{k_{0.5}} = \frac{7 - 3}{7} = 0.5714 \dots\dots\dots(5.2)$$

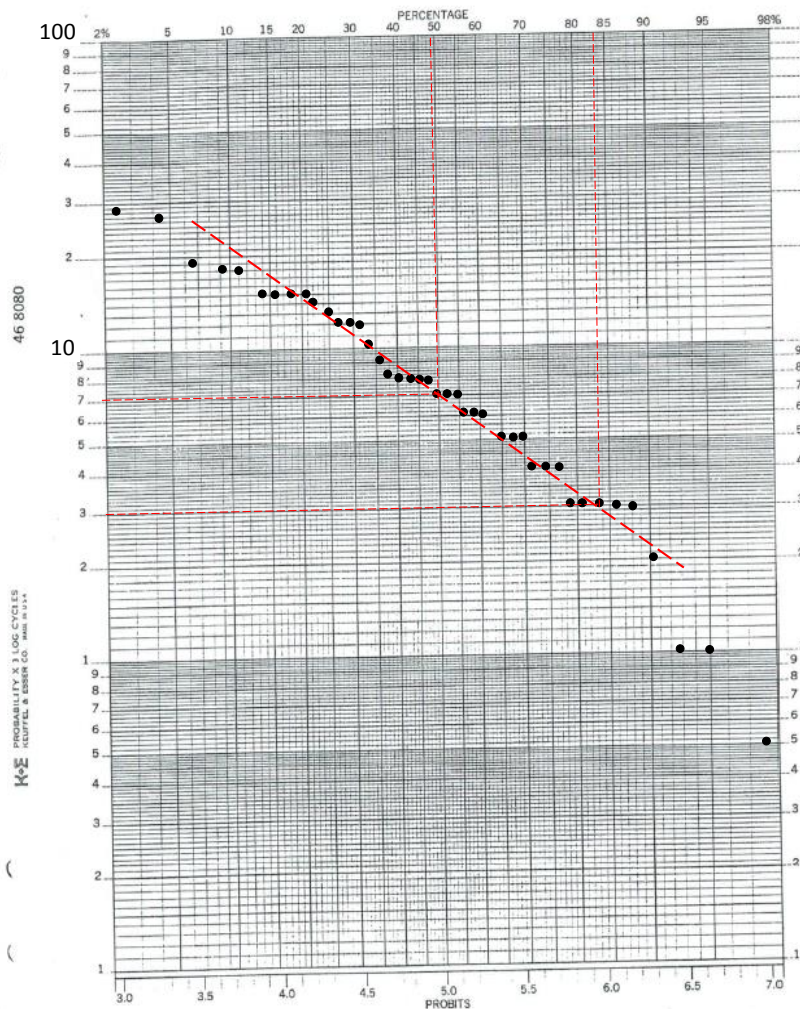


Figura 5.5 Coeficiente de Dykstra-Parsons con datos del Pozo-04, unidad de flujo 4



Bajo las condiciones actuales del campo de estudio, la inyección de químicos como método de recuperación mejorada sería el más apropiado para su implementación, debido a que ya cuenta con instalaciones superficiales para inyección de agua (los productos químicos son disueltos en agua). Se considera que hay bancos de petróleo no barridos por la inyección de agua (formación de canales preferenciales por el agua de inyección) que con la inyección de polímeros pudieran desplazarse debido a la heterogeneidad del campo (se generaría una relación de movilidad favorable), con la inyección de tensoactivos se buscaría reducir la tensión interfacial, por lo que se generaría un incremento del número capilar y por tanto incrementaría el petróleo recuperado al disminuir la saturación de petróleo residual; si las condiciones del sistema roca fluidos son adecuadas para la inyección de alcalinos estos ayudarían con la generación de tensoactivos naturales.

#### **5.4. Efecto de los métodos químicos en el yacimiento**

Es importante considerar que en la inyección de productos químicos de álcali-tensoactivo-polímero (ASP), la temperatura, salinidad, mineralogía de la formación y permeabilidad, tendrán un impacto fuerte en el diseño y efectividad de este tipo de desplazamiento.

Con base en la mineralogía y número ácido del petróleo, se definirá la factibilidad de inyectar un álcali; el tensoactivo ayudará a disminuir la tensión interfacial y un cambio en la mojabilidad de la roca; además favorecerá la unión de glóbulos de petróleo atrapado hasta lograr una fase continua que podrá desplazarse en el medio poroso; mientras que con el polímero se incrementará la viscosidad del fluido desplazante, con lo cual se modificará de manera favorable la relación de movilidad, así como la eficiencia areal de barrido.

Durante un proceso de ASP parte del álcali puede consumirse por la precipitación, neutralización y por reacciones con arcilla. French en 1992 menciona que 0.1 % peso de anhídrita en una formación es un punto de corte en el que la propagación

del álcali convencional ya no es factible. Respecto a los tensoactivos experimentos de estabilidad predicen que tiene una degradación significativa cerca de 1.6-2.2 años a 100 °C, de 4-6 años a 83 °C. (Levitt, 2011).

#### 5.4.1. Alcalinos

La inyección de productos alcalinos como carbonato de sodio o hidróxido de sodio (alcalinos más comunes), tendrá una reacción con los ácidos orgánicos del petróleo y algunos minerales de la roca, generando tensoactivos in situ, además de la generación de tensoactivos naturales la inyección de álcali genera un aumento en el pH y una disminución en la adsorción del tensoactivo.

El desplazamiento con productos alcalinos o cáusticos incluyen: hidróxido de sodio, carbonato de sodio, ortosilicato de sodio, tripolifosfato de sodio, metaborato de sodio, hidróxido de amonio y carbonado de amonio. En el pasado, los dos primeros se usaron más comúnmente. No obstante, debido a los problemas de emulsión e incrustación observados en aplicaciones de un campo en la región de China, la tendencia actual es no usar hidróxido de sodio. La disociación de un alcalino resulta en un pH elevado (Sheng, 2011).

El pH de las soluciones de carbonato de sodio es menos dependiente de la salinidad; en términos de eficacia para reducir la tensión interfacial, se ha observado que hay poca diferencia entre los álcalis comúnmente usados, también se ha conocido que el valor mínimo de tensión interfacial se produce en un estrecho intervalos de concentraciones alcalinas, típicamente entre 0.05 a 0.1 en % peso, con un mínimo de tensión interfacial de 0.01 mN/m, (Sheng, 2011).

Los álcalis en base a potasio tienen un costo superior a los álcalis en base a sodio, en la **Tabla 5.4** se muestra una comparación de algunas propiedades en común de diferentes álcalis.

Tabla 5.4 Propiedades de varios álcalis comunes

Fuente: adaptado de (Sheng, 2011).

Formulación álcali	Hidróxido de sodio NaOH	Carbonato de sodio Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Ortosilicato de sodio Na <sub>4</sub> SiO <sub>4</sub>	Tripolifosfato de sodio Na <sub>5</sub> P <sub>3</sub> O <sub>10</sub>	Hidróxido de amonio NH <sub>4</sub> OH <sub>3</sub>
Reducción de la tensión interfacial	Si	Si	Si	No	No
Precipita Ca <sup>2+</sup>	Si	Si	Si		
Precipita Mg <sup>2+</sup>	Mas fácil que Ca <sup>2+</sup>	No o mas difícil que Ca <sup>2+</sup>	Si		
Secuestra Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup>				Si	
Emulsionante	Bueno	Si	Bueno	Bueno	
Alteración de mojabilidad	Si	Si	Si	Si	Bueno
Reduce adsorción	Si	Si	Si	Si	Si

Algunas razones por la cuales el carbonato de sodio es seleccionado a menudo como el álcali en un proceso químico de recuperación mejorada (Sheng, 2011):

- El carbonato de sodio suprime la concentración de iones de calcio, pero no la concentración de magnesio.
- Carbonato de sodio reduce el grado de intercambio de iones y disolución mineral (en areniscas) como un álcali más débil en comparación con el hidróxido de sodio porque la disolución mineral aumenta con el pH. Debido a la capacidad de regulación del carbonato de sodio, no son esperados grandes cambios en el pH, siempre que el sistema esté en equilibrio químico.
- El carbonato de sodio es un álcali de bajo costo.
- En un depósito de carbonato el ion carbonato/bicarbonato es un ion determinantemente potencial para minerales de carbonatos y por tanto, es capaz de impartir un potencial zeta negativo a la interfaz de la calcita/salmuera, incluso a un pH neutro.
- Generalmente, las formulaciones ASP utilizan productos químicos de pH moderados tales como bicarbonato de sodio o carbonato de sodio en lugar de hidróxido de sodio para reducir los problemas de emulsión e incrustación.

En los yacimientos carbonatados donde se tiene presencia de anhidrita (CaSO<sub>4</sub>) o yeso (CaSO<sub>4</sub> 2H<sub>2</sub>O), ocurren precipitaciones de carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>) o dihidróxido de calcio (Ca(OH)<sub>2</sub>) cuando se agrega carbonato de sodio (Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>) o

hidróxido de sodio (NaOH), la salmuera de éste yacimiento con una alta concentración de divalentes también pudiera causar precipitaciones. Una opción es el uso de bicarbonato de sodio ( $\text{NaHCO}_3$ ) y sulfato de sodio ( $\text{Na}_2\text{SO}_4$ ). El bicarbonato de sodio ( $\text{NaHCO}_3$ ) tiene una concentración de iones carbonato mucho más bajos e iones de sulfato adicionales pueden disminuir la concentración de iones de calcio en la solución. Sin embargo, la concentración de ion carbónico ( $\text{CO}_3^{2-}$ ), es aproximadamente una centésima de la concentración de bicarbonato de sodio ( $\text{NaHCO}_3$ ) en una solución de bicarbonato de sodio ( $\text{NaHCO}_3$ ), por lo que se necesita una gran cantidad de sulfato de sodio ( $\text{Na}_2\text{SO}_4$ ) para evitar la precipitación de carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), (Sheng, 2011).

En desplazamientos alcalinos, el químico inyectado reacciona con los componentes saponificables (hidrolizar un compuesto orgánico) del petróleo que son los grupos carboxílicos, con esta reacción se produce un tensoactivo aniónico soluble, ésta reacción se producirá en la interface agua-petróleo, una fracción de los ácidos orgánicos del petróleo se ionizan en presencia del álcali, mientras que el resto permanecen eléctricamente neutros, en este caso tenemos una interacción de los puentes de hidrógeno por lo cual se puede formar forma un tensoactivo ácido.

Como se muestra en la **Fig.5.6** se compara la medición de la tensión interfacial de un muestra de crudo y su comportamiento con el efecto de la adición de álcali (NaOH), con lo cual se logró disminuir la tensión en aproximadamente tres órdenes de magnitud.

La inclusión de álcali puede formar emulsiones, estas estarán en función de la tensión interfacial agua-petróleo, cuando menor sea la Tensión interfacial será más fácil que se produzca la emulsión, algunos estudios han encontrado que estas emulsiones pueden ser no del todo reversibles.

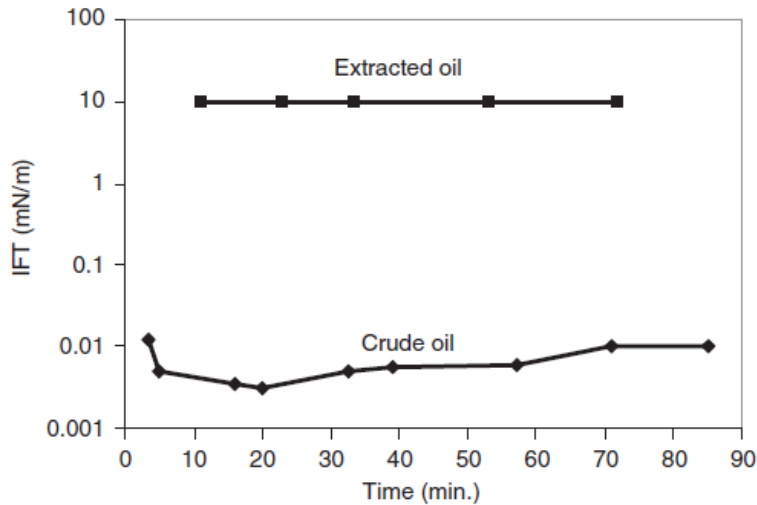


Figura 5.6 Tensión interfacial del petróleo y el efecto del álcali.

Fuente: tomado de (Sheng, 2011).

El potencial del petróleo para formar tensoactivos está dada por el número ácido (a veces llamado número ácido total o TAN). Esta es la masa de hidróxido de potasio (KOH) en miligramos que se requiere para neutralizar un gramo de petróleo crudo. Por lo general, el número ácido determinado por titulación de la fase no acuosa se utiliza para estimar la cantidad de tensoactivo. Sin embargo, los ácidos de cadena corta, que además reacciona con el álcali pueden no tener un comportamiento como tensoactivo debido a que ellos son demasiado hidrófilos. Además los compuestos fenólicos y porfirinas en el petróleo consumirán el álcali y no cambiarán las propiedades interfaciales como un tensoactivo. El número ácido determinado por titulación de fase no acuosa no distingue los ácidos que pueden generar tensoactivo natural y que pueden consumir el álcali sin producir tensoactivos, (Sheng, 2011).

En la literatura se describe que para muestras de petróleo ligero y pesado con el mismo número ácido reaccionando con una solución alcalina tendrán un comportamiento diferente, por lo que los efectos del álcali no son solo en función el numero ácido, sino también del tipo de petróleo.

Un valor de número ácido mayor que 1 se considera generalmente alto, de 0.3 a 1 intermedio y de 0.1 a 0.25 son bajos. Prácticamente, el número ácido mínimo es

de 0.3 mg KOH/g para que la generación de tensoactivo natural sea efectiva en un proceso de ASP, (Sheng, 2011).

Otra consideración importante en el desplazamiento con álcali es la interacción con la roca, este es considerado como uno de los aspectos más difíciles de cuantificar debido a que la mineralogía de la roca

Además de un intercambio iónico con superficies rocosas, el álcali puede reaccionar directamente con los minerales de la roca. Cuando divalentes calcio ( $\text{Ca}^{2+}$ ) y magnesio ( $\text{Mg}^{2+}$ ) existen el álcali reacciona con ellos y puede producirse precipitaciones, estas reacciones pueden causar taponamiento. Contrariamente al intercambio iónico, que es un proceso reversible, la disolución de los minerales de la roca por el álcali es un proceso cinético irreversible a largo plazo, (Sheng, 2011).

Johnson (1976) resumió varios mecanismos propuestos por el cual el desplazamiento con álcali mejora la recuperación de petróleo. En el desplazamiento alcalino la emulsión es un mecanismo importante, por lo menos está relacionado con la mayoría de los otros mecanismos, (Sheng, 2011).

Castor et al (1981) observaron que la tensión interfacial en el desplazamiento alcalino fue del orden de 0.1 mN/m. Su número capilar fue cerca de 100 veces mayor que el número capilar para desplazamiento de agua para desplazamientos alcalinos es mostrado en la Fig.5.7. Los resultados de desplazamientos alcalinos mostraron que las eficiencias de recuperación podría ser mejor correlacionada con la estabilidad de las emulsiones y alteración de la mojabilidad que con tensión interfacial, (Sheng, 2011).

En la **Fig.5.7**, se compara el número capilar obtenido para un desplazamiento con agua y con diferentes álcalis, como se observa en la figura al considerar un desplazamiento con agua se obtiene un número capilar de casi tres órdenes de magnitud inferior comparados con un desplazamiento con álcali, esto se debe a que los álcalis reaccionan con los ácidos grasos del petróleo generando

tensoactivos naturales, pero como se describió anteriormente, es necesario que se tenga una número ácido mayor a 0.3 mg KOH/ g para que esto suceda.

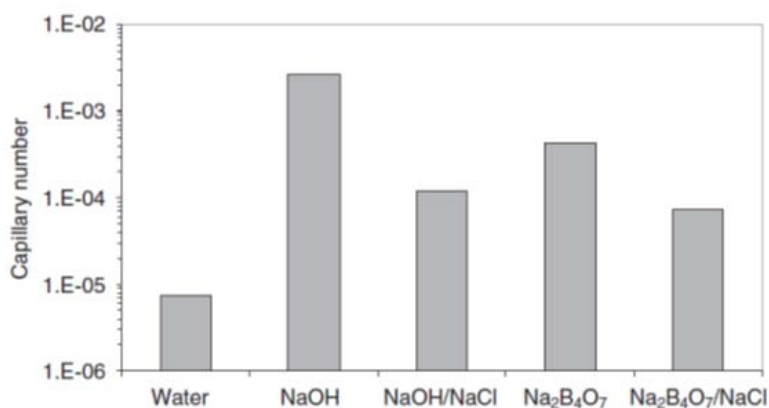


Figura 5.7 Número Capilar en desplazamientos alcalinos

Fuente: tomado de (Sheng, 2011).

Los procesos alcalinos son complejos, por tanto es necesario un programa de control y vigilancia durante una prueba piloto, en la **Tabla 5.5** se muestran algunos aspectos y frecuencia de parámetros que deben ser monitoreados.

Tabla 5.5 Programa de monitoreo y vigilancia para un proyecto de desplazamiento con álcali

Fuente: adaptado de (Sheng, 2011).

Pozos Productores		Pozos Inyectores	
Prueba y datos	Frecuencia	Prueba y datos	Frecuencia
Gasto de producción líquidos	Diaria	Gasto de inyección	Diaria
Corte de agua	Diaria	Presión en cabeza	Mensual
Presión deformación	Trimestral	Presión de fondo de pozo	Mensual
Presión de fondo de pozo	Trimestral	Perfil de inyección	Trimestral
Prueba de presión	Trimestral	Análisis de agua de inyección	Trimestral
Perfiles de producción	Trimestral	Análisis de composición	Semanal
Análisis de agua producida	Semanal	Contenido de álcali	Diaria
Análisis de composición	Semanal	Análisis de impurezas mecánicas	Trimestral
Contenido álcali	Semanal	Pozos observadores	
Contenido de trazador	Semanal	Presión en la cabeza	Diaria
Composición de petróleo producido	Semanal	Presión de fondo de pozo	Diaria
		Análisis de muestras	Diaria

En el diseño de un proyecto de desplazamiento por álcali, pueden tener en cuenta las siguientes consideraciones (Sheng, 2011):

- El consumo de álcali en el campo es mayor que en laboratorio por que el tiempo de contacto de los alcalinos con la roca es mayor.
- El factor de recuperación de petróleo en el campo es generalmente menor que en el de laboratorio.
- Cuando se combina el desplazamiento con álcali con otros métodos, como polímeros, tensoactivos, inyección de gas hidrocarburo o recuperación térmica, se obtendrán mejores efectos.
- La inyección de álcali puede causar problemas de incrustaciones en el yacimiento, pozo y las instalaciones superficiales.
- Cuando la solución alcalina se pone en contacto con el petróleo, se pueden formar emulsiones estables. Esto aumentará el costo para el tratamiento de fluidos producidos en superficie.

#### **5.4.2. Tensoactivos**

El término tensoactivo se refiere a los agentes de acción superficial. Los tensoactivos son generalmente compuestos orgánicos que son anfifílicos, es decir que se componen de una cadena de hidrocarburo (grupo hidrófobo que rechaza el agua, la “cola”) y un grupo hidrófilo polar (soluble en agua, la “cabeza”). Por tanto, son solubles tanto en disolventes orgánicos y agua. Ellos absorben o se concentran en la interface líquido-líquido para alterar las propiedades de la superficie de manera significativa; en particular reducen la tensión superficial y tensión interfacial, (Sheng, 2011).

Los tensoactivos pueden ser clasificados de acuerdo a la naturaleza iónica del grupo de cabeza como agentes tensoactivos aniónicos, catiónicos, no iónicos, y zwitteriónico (de ion híbrido) (Ottewill, 1984). Los tensoactivos aniónicos son los más ampliamente utilizados en los procesos químicos de recuperación mejorada debido a que presentan relativamente baja adsorción sobre rocas de areniscas cuya carga es negativa. Los tensoactivos no iónicos sirven principalmente como co-tensoactivos para mejorar el comportamiento de fase del sistema. A pesar que son más tolerantes a la salinidad, su función para reducir la tensión interfacial no

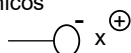
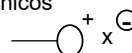




es tan buen como los agentes tensoactivos aniónicos. Muy a menudo, una mezcla de tensoactivos aniónicos y no iónicos se utiliza para aumentar la tolerancia a la salinidad. Los tensoactivos catiónicos pueden absorberse fuertemente en rocas de arenisca; por tanto, generalmente no son utilizados en yacimientos de arena, pero pueden ser usados en las rocas carbonatadas para cambiar la mojabilidad de petróleo-agua en agua-petróleo. Los tensoactivos zwitteriónico contienen dos grupos activos. Los tipos de tensoactivo de ion híbrido pueden ser aniónicos no iónico, no iónico catiónico o aniónico-catiónico. Éstos tensoactivos son tolerantes a temperatura y salinidad pero son altamente costosos. Un término anfótero también se utiliza para nombrar este tipo de tensoactivo (Sheng, 2011).

En la **Tabla 5.6** se muestra la clasificación de tensoactivos y algunos ejemplos de los mismos considerando su carga.

Tabla 5.6 Clasificación de tensoactivos y ejemplos

Fuente: adaptado de (Lake; 1989).

Aniónicos 	Catiónicos 	No iónicos 	Zwitteriónico 
Sulfonatos Sulfatos Carboxilatos Fosfatos	Compuestos orgánicos de amonio cuaternario, pyridium, imidazol, piperidinio y compuestos de sulfonio.	Alquilo, alquil-aril-acilo, acilamino, poliglicol acil-amina y poliol éteres alcanolamidas	Amino ácidos carboxílicos.

Un aspecto importante a considerar en la aplicación de los tensoactivos es la concentración micelar crítica “CMC”, ésta es la concentración mínima de tensoactivos necesaria para formar micelas. Al inicio de introducción de tensoactivos en el medio de interés se irán a la interface, cuando la interface es cubierta y se sigue incrementando la concentración de tensoactivo se comienzan a formar las micelas.

En la **Fig.5.8** se muestra un ejemplo del comportamiento inicial al agregar los tensoactivos, en (a) se muestra el caso antes de llegar a la CMC donde la tensión

interfacial disminuye con la adición de tensoactivos, mientras que en (b) se ha sobrepasado la CMC por lo que al aumentar la concentración de tensoactivo se formaran las micelas y ya no se reducirá la tensión interfacial.

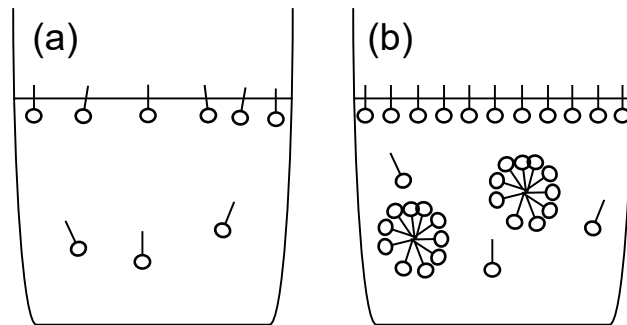


Figura 5.8 Distribución de tensoactivos a una concentración: (a) menor y (b) mayor a la CMC

Para un sistema dado, la formación de micelas se produce en un intervalo de concentraciones estrecho. Esta concentración es pequeña sobre  $10^{-5}$  a  $10^{-4}$  mol/L para los tensoactivos usados en recuperación mejorada. Por tanto, la CMC está en el rango de unos pocos de ppm a decenas de ppm. Un parámetro relacionado con la CMC es la temperatura Krafft o temperatura crítica de micelas. Esta es la temperatura mínima a la cual los tensoactivos forman micelas, por debajo de esta temperatura las micelas no se pueden formar (Sheng, 2011).

Para guiar en el diseño de tensoactivo y explicar su comportamiento de fases generalmente se basan en la relación de solubilización, R-relación y factor de empaque.

La relación de solubilización para el petróleo (agua) es definida como la relación de petróleo solubilizado (agua) para el volumen del tensoactivo en la fase de microemulsión. La relación de solubilización está estrechamente relacionada con la tensión interfacial, formulada por Huh (1979). Cuando la relación de solubilización para el petróleo es igual que para el agua, la tensión interfacial alcanza su valor mínimo, (Sheng, 2011).

El comportamiento de fases del tensoactivo se ve fuertemente afectado por la salinidad de la salmuera, en general el aumento de la salinidad disminuye la solubilidad del tensoactivo aniónico de la salmuera, es decir, a bajas salinidades se tiene una mayor solubilidad del tensoactivo en la fase acuosa, mientras que a mayores salinidades la solubilidad tiene preferencia en la fase oleosa. Cuando se tiene muy baja salinidad la fase del petróleo está prácticamente libre de tensoactivos, solo un poco de petróleo estará presente en el centro de las micelas.

El comportamiento de la fase micelar es fuertemente afectada por la salinidad de la salmuera, como se muestra en las siguientes tres figuras, en la que la salinidad incrementara. El comportamiento de fases fue originalmente dado por Winsor (1954) y adaptado más tarde a desplazamiento micelar (Healy et al., 1976; Nelson and Pope, 1978), (Lake; 1989).

A baja salinidad, se tiene una buena solubilidad en la fase acuosa y una pobre solubilidad en la fase oleosa. Como se muestra en la **Fig. 5.9**, una composición entre el límite de la salmuera y petróleo del diagrama ternario se dividirá en dos fases: una fase de petróleo que es un exceso de petróleo y una fase de microemulsión que será la salmuera con tensoactivo y un poco de tensoactivo en las micelas. Las líneas de unión dentro de la región de dos fases tienen una pendiente negativa. Este tipo de entorno de fases es llamado sistema Winsor tipo I, una microemulsión en la fase inferior (debido a la densidad) o tipo II (-). El plait point en un sistema tal  $P_R$  es usualmente localizado en la cercanía del petróleo.

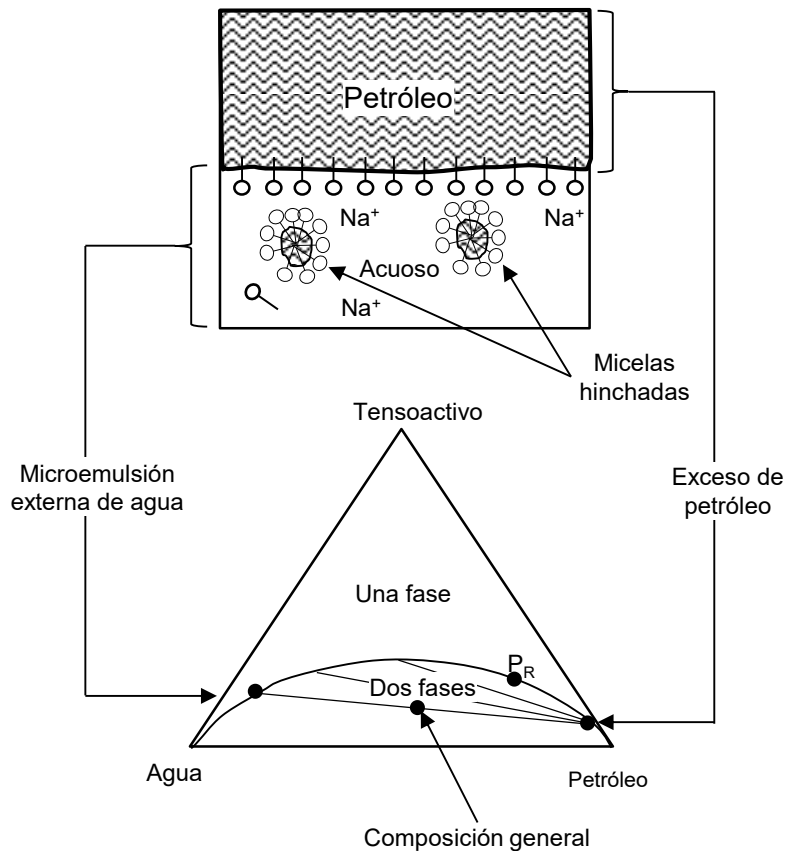


Figura 5.9 Representación esquemática del diagrama de Winsor tipo I ó Tipo II (-)

Fuente: adaptado de (Lake; 1989).

Para una alta salinidad, como se muestra en la **Fig 5.10**, las fuerzas electrostáticas disminuyen drásticamente la solubilidad del tensoactivo en la fase acuosa. Una composición general dentro de la región de dos fases ahora se dividirá en un exceso de salmuera y una fase de microemulsión (petróleo externo) que contendrá la mayor parte del tensoactivo y algo de salmuera solubilizada a través de la formación de micelas hinchadas invertidas. El comportamiento de fase es un sistema Winsor tipo II o sistema tipo II (+). El plait point (punto de pliegue)  $P_L$  es ahora cercano al extremo de la salmuera.

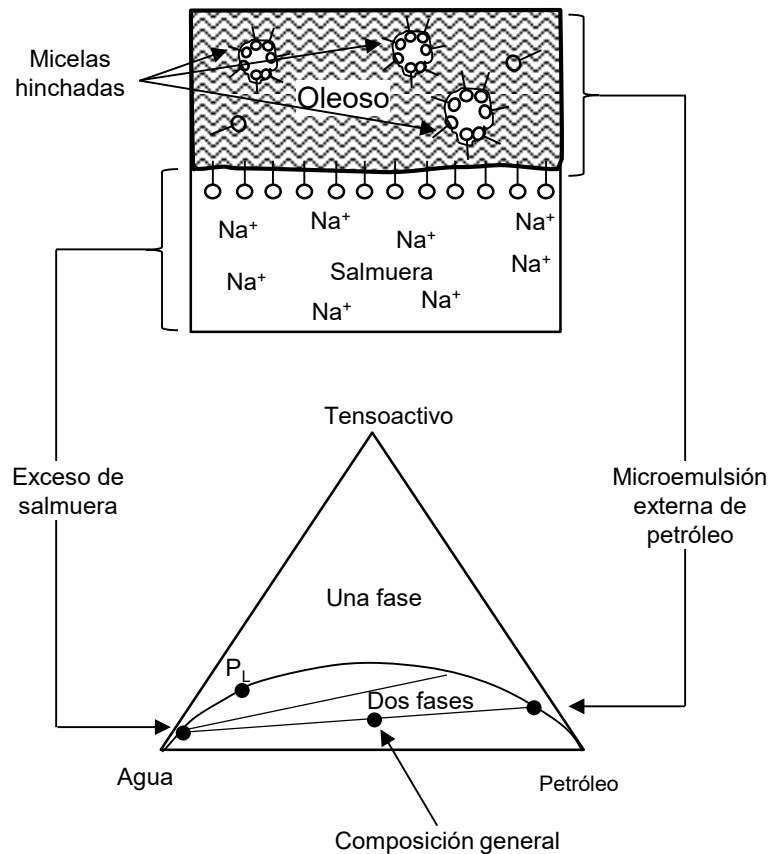


Figura 5.10 Representación esquemática del diagrama de Winsor tipo II ó Tipo II (+)  
Fuente: adaptado de (Lake; 1989).

En la Fig. 5.9 y 5.10 se muestran efectos diferentes a bajas y altas salinidades, por lo que se puede resumir que el sistema de Winsor I el tensoactivo es muy soluble en agua y se forman micelas de petróleo en agua (fase continua), el sistema de Winsor II el tensoactivo es muy soluble en petróleo y se forman micelas de agua en el petróleo (fase continua), sin embargo, existe una combinación en la cual una tercera fase rica en tensoactivo puede ser formada donde el sistema es definido como sistema de Winsor III ó sistema tipo III. En la región de tres fases hay dos valores de tensión interfacial, la del petróleo y la microemulsión y la de la microemulsión y el agua.

El sistema Winsor III, es considerado como la microemulsión más balanceada; en este sistema el tensoactivo tiene la misma afinidad por ambas fases (agua-petróleo), formando una nueva fase llamada media-fase o tercera fase de la

microemulsión en la que coexisten tensoactivo, agua y petróleo. La tensión interfacial se reduce cuando la media-fase se forma; se considera que la tensión interfacial decrece mientras incrementa la solubilidad.

Como se puede observar en la **Fig. 5.11**, se muestra una composición típica dentro de la región de tres fases donde el petróleo y la salmuera son separadas por una fase de microemulsión cuya composición es representada por un punto invariante.

Además de considerar los efectos del comportamiento de fases existen otros parámetros impactaran en lograr disminuir la tensión interfacial en un proceso de recuperación mejorada.

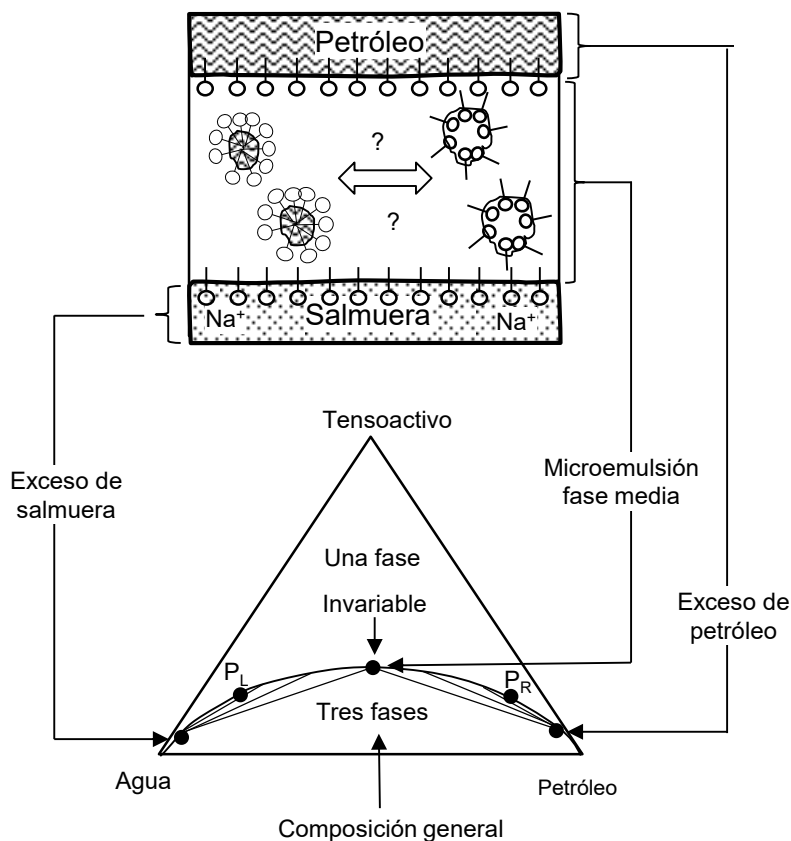


Figura 5.11 Representación esquemática del diagrama de Winsor tipo III ó sistema tipo III

Fuente: adaptado de (Lake; 1989).

Una amplia investigación sobre tensoactivos ha establecido una clara relación entre estructura del agente y propiedades de los fluidos relacionados con el desempeño de recuperación mejorada (Bourrel y Schechter, 1988). Por ejemplo, el rango de salinidad en el que el tensoactivo es interfacialmente más activo es principalmente una función del peso molecular del tensoactivo. A medida que aumenta el peso molecular del tensoactivo la salinidad óptima para la producción de un bajo valor de tensión interfacial disminuye definido por Morgan et al., en 1977. Al aumentar la longitud del hidrófobo, la relación de solubilización incrementa y la salinidad óptima disminuye. Grupos funcionales débilmente hidrófobos tales como óxido de propileno han sido caracterizados por afinidad de interfaz y, como tal, incrementa la amplitud de la región de ultra-bajos valores de tensión interfacial. La adición de estos grupos hidrófobos reduce la salinidad óptima y añade tolerancia al calcio, (Sheng, 2011)

Uno de los principales objetivos de la inyección de tensoactivos es reducir la saturación de petróleo residual, esto está estrechamente relacionado con el número capilar  $N_c$ .

En un proceso para inyectar tensoactivos es necesario controlar la retención de éstos en el yacimiento ya que es un factor muy importante para ayudar al éxito del proyecto. Esta retención puede ser dividida en precipitación, adsorción y entrapamiento de la fase, sin embargo resulta difícil separar estas pérdidas y por tanto, generalmente sólo se reporta la pérdida total de tensoactivo como retención de tensoactivo.

Como se ha explicado la solubilidad del tensoactivo disminuye al aumentar la salinidad, y el adicionar más tensoactivo resultaría en precipitación, por tanto es importante realizar pruebas de laboratorio a la salinidad de interés y verificar que no existan precipitados.

El mecanismo de precipitación-disolución-reprecipitación aún no está bien entendido, una explicación puede ser que cuando la concentración de sulfonato de petróleo está por debajo de la concentración micelar crítica, las moléculas del

tensoactivo individuales en solución incremental al aumentar la concentración del tensoactivo. Sus concentraciones alcanzan los máximos valores en la concentración micelar crítica, la precipitación continuará hasta que la concentración del tensoactivo alcanza la CMC, cuando la concentración del tensoactivo está sobre la CMC, micelas son formadas y moléculas simples de surfactante no pueden ser incrementadas, por tanto no puede ser generada nueva precipitación, (Sheng, 2011).

La adsorción del tensoactivo sobre la roca puede ser determinada por pruebas estáticas (pruebas de equilibrio en granos de núcleo) y pruebas dinámicas (desplazamiento en núcleos) en laboratorio. Las unidades de adsorción de surfactante en el laboratorio pueden ser masa de tensoactivo dividido por unidad de masa de roca (mg/g de roca), masa por unidad de volumen de poro (mg/mL VP), moles por unidad de área de superficie ( $\mu\text{eq}/\text{m}^2$ ) y moles por unidad de masa de roca ( $\mu\text{eq}/\text{g}$  roca). Las unidades utilizadas en aplicaciones de campo podrían ser volumen de tensoactivo absorbido por unidad de volumen de poro (mg/mL VP) o masa por unidad de volumen de poro (mg/mL VP), (Sheng, 2011)

El entrampamiento de la fase puede ser causado por entrampamiento mecánico, particionamiento de la fase o atrapamiento hidrodinámico. El entrampamiento está relacionado con el tipo de microemulsión formada.

El mecanismo de desplazamiento en un tensoactivo diluidos es: en un yacimiento mojado por agua, las gotitas de petróleo residual se emulsionan debido a la baja tensión interfacial y se mueven en el medio poroso hasta formar hilos largos de petróleo, cuando un yacimiento es mojado por petróleo éste se adhiere en las paredes de los poros, cuando la solución del tensoactivo fluye a través de los poros debido a la baja tensión interfacial, gotitas de petróleo de las gargantas de petróleo son desplazadas. Las gotas de petróleo en las paredes de los poros se deforman y desplazan a lo largo de las paredes por la solución de tensoactivo diluido. Estas gotas de petróleo se mueven hacia abajo para tender un puente con las gotas de petróleo aguas abajo para formar un flujo continuo de petróleo. Son formados hilos largos de petróleo que fluyen, pueden ser rotos durante el flujo, una



vez roto se convierte en pequeñas gotas y se emulsiona, estas pequeñas gotas fluyen y se alojan en próximas gargantas porales uniéndose con otras gotas de petróleo formando un banco del mismo. La mojabilidad puede ser cambiada de mojado por petróleo a mojado por agua, debido a la adsorción del agente tensoactivo (Sheng, 2011).

En el desplazamiento por tensoactivo diluido se logra que gotas de petróleo en el medio poroso se deformen para pasar a través de las gargantas porales uniéndose con otras gotas deformadas, esta deformación es lograda al bajar la tensión interfacial.

Con respecto al mecanismo de desplazamiento micelar, como se mencionó anteriormente hay tres tipos de microemulsiones. En el tipo I, las gotitas de petróleo emulsionadas se llevan hacia adelante y se unen con el petróleo para formar un banco de petróleo. En el tipo II es fácil para el petróleo externo combinarse con petróleo residual para formar un banco de petróleo. En microemulsión de fase-media, debido a la baja tensión interfacial el petróleo y el agua pueden ser solubilizados uno en el otro y las gotas de petróleo pueden fluir más fácilmente a través de las gargantas de los poros. Las gotas de petróleo se mueven y se fusionan formando un banco de petróleo. Debido al efecto de solubilización los volúmenes de agua y petróleo se expanden lo que lleva a mayores permeabilidades relativas y menores saturaciones residuales. No obstante, cuando la  $k_{rw}$  incrementa más rápidamente que la  $k_{ro}$  con la disminución de la tensión interfacial, la saturación de petróleo en el banco de petróleo y la recuperación del mismo son deteriorados, si no se hace ninguna alteración de la viscosidad, (Sheng, 2011).

En un yacimiento mojado por agua debido a que la microemulsión de fase media puede solubilizar el agua, algunas películas de agua serán remplazadas por la microemulsión, por tanto, será menos mojada por agua. En una roca mojada por petróleo algunas películas de petróleo de la roca serán reemplazadas por la microemulsión y la roca será menos mojada por petróleo. En otras palabras, la microemulsión siempre se comportará como la fase más mojante.

En un sistema tipo III la tensión interfacial de la microemulsión-salmuera es menor que en un sistema tipo II (+) y la tensión interfacial de la microemulsión –petróleo es menor que la del tipo II (-). Por tanto la ventaja de tener un tensoactivo que genere un sistema tipo III, además como se describió en el capítulo 3, a menores valores de tensión interfacial mayor número capilar y por tanto, menor saturación de petróleo residual.

### 5.4.3. Polímeros

Los dos principales tipos de polímeros son: sintéticos (como poliacrilamida hidrolizada) y biopolímeros (como goma de xantana). En la **Tabla 5.7**, se resumen las características de las diferentes estructuras de los polímeros.

Tabla 5.7 Estructuras y características de los polímeros

Fuente: adaptado de (Sheng, 2011).

Estructura	Características	Ejemplos polímeros
-O- en la estructura	Baja estabilidad térmica, degradación termal a alta temperatura, solamente adecuado a $< 80\text{ }^{\circ}\text{C}$	Polioxietileno, alginato de sodio, celulosa carboximetil de sodio, Hidroxietilcelulosa (HEC), goma de xantano.
Cadena de carbono en la estructura	Buena estabilidad térmica, la degradación no es grave a $< 110\text{ }^{\circ}\text{C}$ .	Polivinilo, poliacrilato de sodio, poliacrilamida, acrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM)
-COO <sup>-</sup> en grupo hidrófilo	Buen viscosificador, menos adsorción sobre areniscas debido a la repulsión entre eslabones de la cadena, pero precipitación con Ca <sup>2+</sup> y Mg <sup>2+</sup> , menos estabilidad química.	Alginato de sodio, celulosa carboximetil, HPAM, goma de xantano
-OH o CONH <sub>2</sub>	No precipita con Ca <sup>2+</sup> y Mg <sup>2+</sup> , buena estabilidad química, pero no repulsión entre enlaces de cadena, alta adsorción debido al enlace de hidrógeno en areniscas.	Polivinilo, HEC, poliacrilamida, HPAM

El polímero más ampliamente usado en aplicaciones de recuperación mejorada es la poliacrilamida hidrolizada. Para una concentración de polímero o nivel de viscosidad las soluciones de éste polímero han proporcionado mayor recuperación de petróleo, debido a que exhiben mayor viscoelasticidad que las soluciones de xanato. Poliacrilamida absorbe fuertemente en las superficies minerales. Por lo tanto, el polímero es parcialmente hidrolizado para reducir absorción por reacción de poliacrilamida con una base, tal como el sodio o hidróxido de potasio o carbonato de sodio, (Sheng, 2011).

La hidrólisis de poliacrilamida introduce cargas negativas en la estructura de las cadenas del polímero que tiene un gran efecto sobre las propiedades reológicas, a bajas salinidades las cargas negativas de las estructuras se repelen entre si y hacen que las cadenas se estiren.

Otro biopolímero utilizado es la goma de xantano (goma de azúcar de maíz). El polímero actúa como una varilla semirrígida y es bastante resistente a la degradación mecánica. En general, los copolímeros de poliacrilamida son más viscosos que el biopolímero polisacárido a concentraciones equivalentes en agua dulce, pero estos copolímeros son mucho más sensibles a la salinidad del agua que los biopolímeros, (Sheng, 2011).

Algunas propiedades de las soluciones de polímeros se describen a continuación.

La viscosidad es el parámetro más importante en la aplicación de polímeros y algunos factores que afectan ésta son: efectos de salinidad y concentración, efecto de corte, efecto del pH y temperatura

En un desplazamiento con polímero la  $k_{rw}$  se reduce, mientras que la  $k_{ro}$  cambia muy poco. Hay varias razones que se resumen a continuación. (Sheng, 2011):

- El polímero es soluble en la fase acuosa pero no en la fase de petróleo. Cuando la solución el polímero fluye a través de las gargantas porales, polímero de alto peso molecular es retenido a través de las gargantas porales. Entonces, el polímero bloquea el flujo de agua y la  $k_{rw}$  es reducida.

- Las moléculas de polímero pueden formar enlace de hidrogeno con moléculas de agua; esta capacidad aumenta la afinidad entre la capa de adsorción y las moléculas del agua. Las superficies de la roca se vuelven más mojables al agua. Por tanto la  $k_{rw}$  es reducida.
- El polímero y petróleo tienen trayectorias de flujo segregadas. Por tanto, el polímero reduce la  $k_{rw}$  pero no la  $k_{ro}$ .

El mecanismo de desplazamiento principal en la inyección de polímeros es reducir la relación de movilidad, así mismo al incrementar la viscosidad del fluido desplazante se reduce la interdigitación de éste. Al reducir la digitación también se mejora la eficiencia de barrido, así mismo se evita que el agua se siga desplazando en las zonas de canalización.

### 5.5. Análisis de la curva de flujo fraccional en el desplazamiento

El desarrollo de la ecuación de flujo fraccional se atribuye a Leverett (1941). Para dos líquidos inmiscibles, petróleo y agua, el flujo fraccional de agua  $f_w$  (o cualquier fluido desplazante), es definido como el gasto de agua dividido entre el gasto total, (Tarek; 2006):

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{q_w}{q_w + q_o} \dots\dots\dots(5.3)$$

La Ec. 5.3 representa de manera general la ecuación de flujo fraccional, sin embargo, al considerar flujo horizontal, es decir  $\alpha=0$ , por tanto  $\sin(\alpha)=0$ , la ecuación de flujo fraccional puede ser expresada a través de la Ec. 5.3, el desarrollo de la ecuación de flujo fraccional se muestra en Ver apéndice C

$$f_w = \left(\frac{q_w}{q_t}\right) = \frac{1 - \left(\frac{k_o A}{q_t \mu_o}\right) [g \Delta \rho \sin(\alpha)]}{\left(1 + \frac{k_o \mu_w}{\mu_o k_w}\right)} \dots\dots\dots(5.4)$$

$$f_w = \frac{1}{\left(1 + \frac{k_o \mu_w}{\mu_o k_w}\right)} \dots\dots\dots(5.5)$$

Como se muestra en la Ec.5.5 el flujo fraccional de agua para un yacimiento horizontal está en función de la relación de movilidades del fluido desplazante y el fluido desplazado. En la **Fig. 5.12** se muestra un ejemplo del comportamiento de curvas, si variamos la viscosidad del petróleo mantenido constante los demás parámetros.

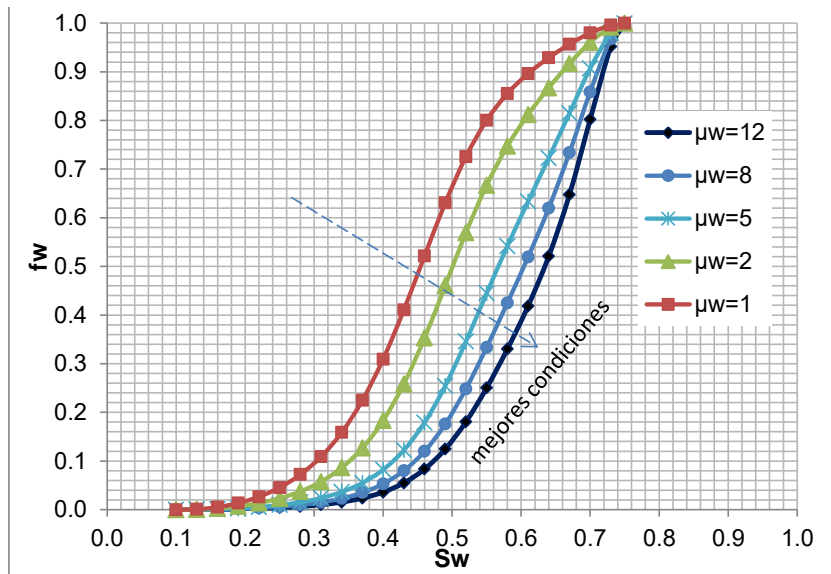


Figura 5.12 Comportamiento de la curva de flujo fraccional a diferentes viscosidades del agua.

En la Fig. 5.12, se muestra que si se incrementa la viscosidad del fluido desplazante se tendrá una mejora en la producción de petróleo, debido a que la curva de flujo fraccional para una viscosidad del agua de 1 cp está pegada a la izquierda, sin embargo, al incrementar la viscosidad del agua hasta un valor de 12 cp, la curva se desplaza a la derecha, esto se debe a que la movilidad del fluido desplazado se mantiene constante, mientras la movilidad del fluido desplazante incrementa, en este ejemplo se muestra que incrementando la viscosidad del fluido desplazante se tendrá una mejor relación de movilidad (relación favorable  $M < 1$ ), mientras que a menores viscosidades del fluido desplazante podremos

tener un mayor valor de relación de movilidad (relación desfavorable  $M > 1$ ), como fue discutido en el capítulo 4.

Un comportamiento similar es mostrado respecto a la posición estructural (ángulo) en el yacimiento, lo cual se puede interpretar a través del Ec. 5.2. Si comparamos una inyección horizontal ( $\text{Sen } \alpha = 0$ ) contra variaciones en la posición estructural podemos entender que al inyectar en dirección buzamiento arriba ( $\text{Sen } \alpha > 0$ ) tendremos un desplazamiento de la curva de flujo fraccional a la derecha (caso más favorables), mientras que si se inyecta buzamiento abajo ( $\text{Sen } \alpha < 0$ ), la curva de flujo fraccional se desplazará a la izquierda (caso menos favorable).

Los ejemplos descritos anteriormente fueron elaborados considerando la inyección de agua con el objetivo de desplazar el petróleo, sin embargo, en éste capítulo se ha explicado que es posible modificar la viscosidad del fluido desplazante (por tanto, modificar la relación de movilidades), la tensión interfacial y la mojabilidad con la inyección de químicos como método de recuperación mejorada, por tanto, a continuación se describen estos efectos considerando los efectos en la curva de flujo fraccional.

Cuando una solución química es inyectada en el yacimiento en la saturación de agua intersticial, debido a la retención química, una zona de agua denudada (quitar lo que en estado natural recubre una cosa) se forma en la parte delantera de la inyección, lo que provoca un choque químico en  $x_{w3}$ , como es mostrado en la **Fig. 5.13**. Este choque químico causa el choque de saturación de  $s_{w3}$  a  $s_{w1}$  en  $x_{w3}$ . El agua denudada desplaza el agua intersticial. Hay un límite entre el agua denudada y el agua intersticial desplazada a  $x_{wb}$ , (James, 2011):

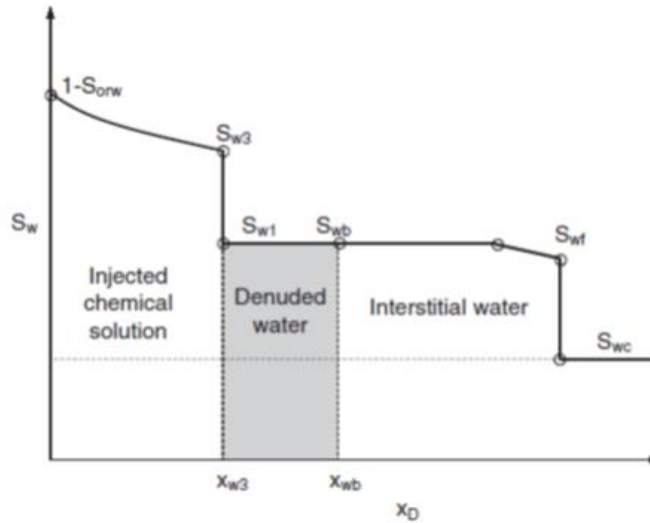


Figura 5.13 Perfil de saturación cuando una solución química es inyectada en un yacimiento con saturación de agua intersticial.

Fuente: tomado de (James, 2011).

### 5.5.1. Desplazamiento con polímeros

El desplazamiento con polímeros, al igual que otros métodos de desplazamientos químicos, será más eficaz si se inician en bajas saturaciones de agua inicial. Debido a viabilidades en la práctica, a menudo comienza con una alta saturación inicial de agua. Una de las razones es que necesitamos un poco de historia de inyección de agua para comprender mejor el yacimiento de manera que podamos diseñar un programa adecuado de desplazamiento de polímero. La **Fig. 5.14** muestra el perfil de saturación de agua cuando inicia un desplazamiento con polímero a una alta saturación de agua inicial. La **Fig. 5.15**, muestra las curvas de flujo fraccional. Las velocidades específicas individuales también están marcadas en la figura, (James, 2011).

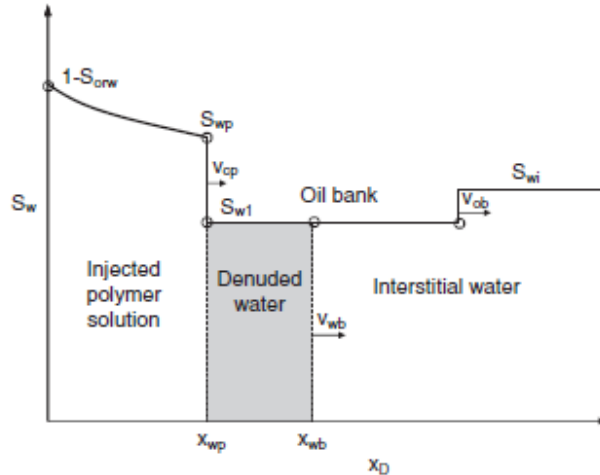


Figura 5.14 Perfil de saturación de agua cuando la inyección de polímero es iniciado a una alta saturación de agua inicial.

Fuente: tomado de (James, 2011).

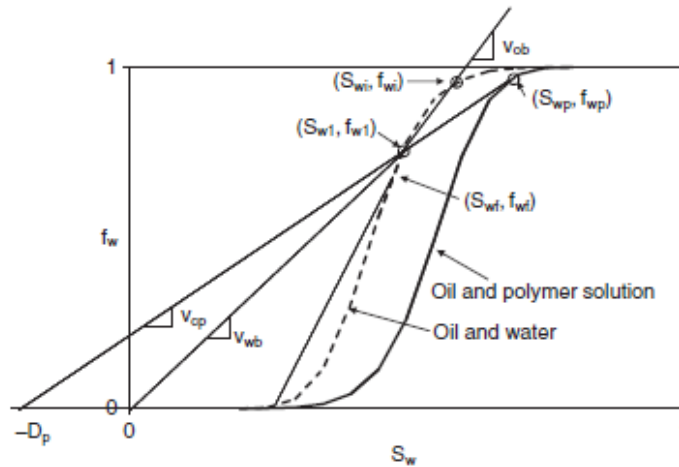


Figura 5.15 Gráfica de curvas de flujo fraccional con polímero

Fuente: tomado de (James, 2011).

### 5.5.2. Desplazamiento con tensoactivos

Cuando una solución de tensoactivo es inyectada al yacimiento, el contacto con el petróleo forma tres tipos de micriemulsiones, dependiendo de la salinidad local. A continuación, se describe el comportamiento para un sistema Winsor tipo I, en éste sistema el tensoactivo está en la fase agua y un poco de petróleo se solubiliza en la fase agua también. Por tanto la viscosidad de la fase acuosa es



mayor que la del agua originalmente existente. En la mayoría de los casos se añade polímero para aumentar la viscosidad. Por tanto, una curva típica de flujo fraccional de tensoactivo en solución petróleo cambia a la derecha de una curva de flujo fraccional agua/petróleo, como se muestra en la **Fig. 5.16**, que describe gráficamente un diagrama de flujo fraccional de un desplazamiento con una microemulsión de Winsor tipo I. Se debe considerar que la saturación de agua inmóvil,  $S_{wc}$ , para una curva de flujo fraccional de tensoactivo/petróleo es menor que para una curva de flujo fraccional de agua/petróleo. El perfil de saturación de agua se muestra en la **Fig. 5.17** se presenta un desplazamiento de microemulsión Winsor-1, iniciado a una saturación de agua inisiado a una saturación de agua intersticial cuando  $s_{w1} < s_{wf}$  (James, 2011).

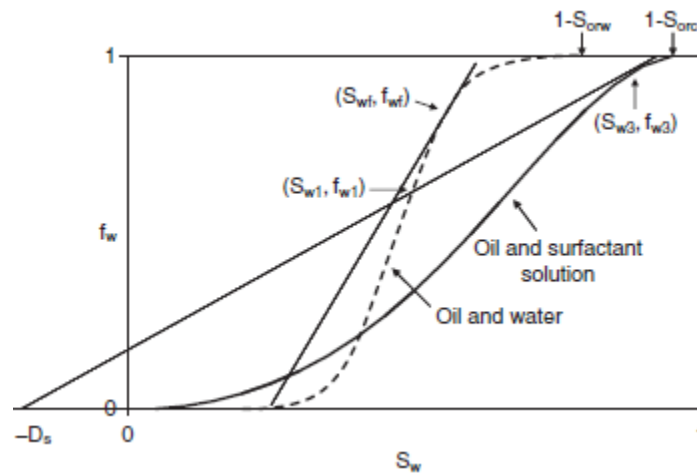


Figura 5.16 Gráfica para desplazamiento con tensoactivos con Winsor I.

Fuente: tomado de (James, 2011).

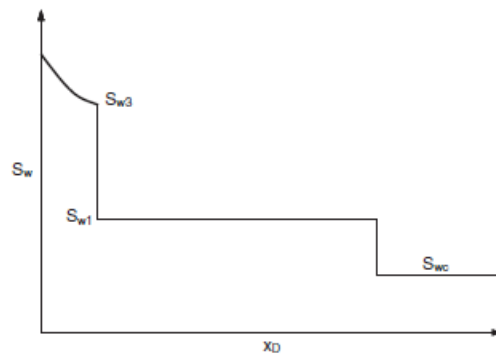


Figura 5.17 Perfil de saturación para un desplazamiento de microemulsión Winsor I.

Fuente: tomado de (James, 2011).

La inyección de tensoactivo puede recuperar petróleo que quedó atrapado en el yacimiento después de estar sometido a un proceso de inyección de agua, en algunas ocasiones la inyección de tensoactivos es aplicada en la saturación de petróleo residual posterior a la inyección de agua  $s_{orw}$ .

En la **Fig. 5.18**, se muestra el flujo fraccional para un sistema Winsor II, en el cual la inyección de tensoactivos desplaza la curva a la derecha disminuyendo el valor de la tensión interfacial y por tanto, un alto número capilar.

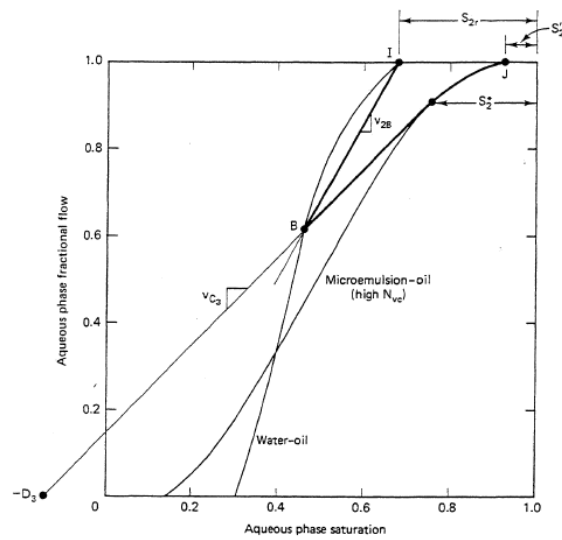


Figura 5.18 Gráfica para desplazamiento con tensoactivos con Winsor II

Fuente: tomado de (Lake; 1989).



## **6. Evaluación experimental y resultados**

Una vez seleccionado el método de recuperación mejorada aplicable al campo de interés, en base a un análisis teórico, se realizó una evaluación experimental a través de pruebas de laboratorio con el cual se analizaron los efectos de compatibilidad y mejora de los productos químicos para un diseño ASP y los fluidos del yacimiento.

### **6.1. Procedimiento del trabajo experimental**

En este apartado se describirá el procedimiento empleado en la fase experimental del trabajo de investigación, en el cual se realizó la evaluación de los productos químicos en un proceso ASP y los fluidos del yacimiento.

Para la evaluación experimental se utilizaron muestras de fluidos (agua y petróleo), obtenidos de pozos que se encuentran operando en el campo Poza Rica bloque I del cuerpo D, agua de inyección y agua desionizada.

Como dato, el agua del yacimiento tiene composición diferente cuando se trata de una formación de arenas o carbonatos; por esta razón se realizó un análisis Stiff del agua obtenida de los pozos, lo mismo que con el agua de inyección.

#### **6.1.1. Álcali**

Existen características importantes que deben considerarse para tener un buen desempeño del álcali, ya que éste reaccionará con componentes del petróleo (ácidos carboxílicos), características del agua (dureza y salinidad) y la mineralogía de la roca. En el caso de formaciones de carbonatos, debido al incremento del pH, puede existir una precipitación de compuestos insolubles como carbonato de calcio e hidróxido de calcio. Como se describió en el capítulo 5, a mayor número ácido se generará una mayor cantidad de tensoactivos naturales.

Para la realización de las pruebas de laboratorio se utilizaron muestras de: petróleo de pozos del campo Poza Rica, agua de formación, agua de inyección y desionizada. Los productos químicos utilizados se describen en la **Tabla 6.1**.

Los equipos de laboratorio requeridos para las pruebas son: Balanza analítica (preparación de soluciones alcalinas), equipo multiparamétrico (medición de pH y conductividad), equipo Vortex (Mezclado de soluciones generadas), equipo para determinación de tensión interfacial.

Tabla 6.1 Álcalis utilizados en la evaluación experimental

Identificador	Producto
A01	Hidróxido de sodio (NaOH)
A02	Carbonato de sodio (Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> )
A03	Metaborato de sodio (NaBO <sub>2</sub> )
A04	Tetraborato de sodio pentahidratado [Na <sub>2</sub> B <sub>4</sub> O <sub>5</sub> (OH) <sub>4</sub> ].5H <sub>2</sub> O
A05	Tetraborato de sodio decahidratado [Na <sub>2</sub> B <sub>4</sub> O <sub>5</sub> (OH) <sub>4</sub> ].10H <sub>2</sub> O

En la **Tabla 6.2** se muestra un resumen de la secuencia de pasos utilizados para la evaluación del álcali, considerando la composición del petróleo (número ácido) y compatibilidad en la mezcla. Se describe el procedimiento para la evaluación de muestras de petróleo, en el que la obtención del número ácido es un punto importante, ya que con la determinación de éste parámetro se puede inferir de manera rápida la necesidad de aplicación del álcali.

Tabla 6.2 Procedimiento experimental para selección del álcali

Etapas	Evaluación experimental	Objetivo buscado	Resultado
1	Número ácido/Número básico	Determinar la concentración de ácidos carboxílicos en el petróleo.	Identificar si la concentración de ácidos carboxílicos es favorable para la inyección del álcali.
2	Prueba de solubilidad	Solubilidad del álcali con el agua.	Se descarta o se continúa con la evaluación del álcali.
3	Comportamiento de fases	Preparar disoluciones a diferentes % peso.	Determinar el tipo de emulsión formada
4	Tensión interfacial	Determinar el efecto del álcali sobre la TI	Descartar químico si no modifica la TI de manera óptima.
5	Comportamiento reológico	Definir el comportamiento en una rango de velocidad de corte	Descartar el álcali si se forman emulsiones de agua en petróleo.

### **Determinación del número ácido/número básico.**

Para la determinación del número ácido, la muestra de petróleo debe acondicionarse (no contener agua, ni sedimentos). Con una disolución previamente elaborada (KOH y alcohol isopropílico) y un solvente de titulación (tolueno, agua destilada, alcohol isopropílico) se calibra el equipo metiendo los electrodos al solvente de titulación a la que se le agrega la disolución para registrar con el potenciómetro. Una vez calibrado el equipo, se procede a la determinación del número ácido de la muestra de interés.

### **Solubilidad del álcali**

Es importante determinar la estabilidad química al interactuar el álcali con el agua, ésta se evalúa inicialmente con agua desionizada como caso ideal, posteriormente

se evalúa con las aguas de inyección y formación. La prueba consiste en preparar disoluciones al 1.2 % peso del álcali en evaluación en los tres tipos de agua mencionados, posterior a la agitación de la mezcla se inspecciona visualmente que no exista precipitación.

### **Comportamiento de fases álcali-petróleo**

Se utilizan las muestras de petróleo, agua y químicos que presentaron solubilidad de acuerdo a la prueba anterior. Se preparan disoluciones alcalinas con concentraciones de 0.3, 0.6, 0.9 y 1.2 % peso. En un tubo de centrifuga de 15 ml se agrega 7 ml de petróleo y 7 ml de la solución alcalina, posteriormente se agita la mezcla con ayuda del quipo Vortex por 3 minutos, después de la agitación se deja reposar por 10 minutos y se observa si se forma una emulsión y el tipo de ésta en un periodo de 48 a 120 h.

### **Determinación de la tensión interfacial para el sistema álcali-salmuera-petróleo**

Se utiliza el método de gota pendiente (tensión interfacial  $> 1$  mN/m) o gota giratoria (tensión interfacial  $< 1$  mN/m) para determinar la tensión interfacial agua-petróleo en un barrido de concentraciones alcalinas a 0.05, 0.1, 0.2, 0.3, 0.6, 0.9 y 1.2 % peso, se amplía el intervalo de concentración para evaluar si existen cambios significativos de la tensión interfacial a baja concentración del álcali.

### **Determinación de la reología en el sistema álcali-salmuera-petróleo.**

Se prepara una solución en un barrido de concentraciones alcalinas a 0.05, 0.1, 0.2, 0.3, 0.6, 0.9 y 1.2 % peso en agua, se obtiene el pH y la conductividad antes y después de ser mezcladas con el petróleo.

La preparación de la emulsión se realiza colocando 30 ml de petróleo y 30 ml de solución alcalina, homogenizando la mezcla por 3 minutos con el equipo Vortex. Las emulsiones se dejan reposar por 20 h. Al separarse, la fase oleosa se extrae utilizando una jeringa y se le determina su comportamiento a  $T=30\text{ }^{\circ}\text{C}$ :

### **6.1.2. Tensoactivo**

El tensoactivo tiene la capacidad de reducir el valor de la tensión interfacial a valores ultra-bajos (más de dos órdenes de magnitud), sin embargo, cuando se considera la aplicación en un yacimiento, existen parámetros como la temperatura y la salinidad o dureza del agua de formación que se deben de considerar en la selección, ya que esto modificará el resultado esperado. Existen dos mecanismos principales del efecto de la inyección del tensoactivo en el yacimiento, que son: la habilidad de incrementar la extracción de la fase orgánica vía solubilización miscelar, así como movilizar el petróleo entrampado al disminuir a ultrabajos valores la tensión interfacial entre la fase acuosa y el petróleo.

Debido a lo anterior, es necesario evaluar el comportamiento a diferentes salinidades y temperatura del yacimiento, esto se logra a través de pruebas de laboratorio documentando el efecto en la solubilidad y/o turbidez así como la medición de la tensión interfacial e identificando la formación de punto de nube (temperatura en la cual se puede observar la separación de la solución agua-tensoactivo inicialmente homogénea en dos fases acuosas) y la medición de la tensión interfacial.

Los tensoactivos se clasifican de acuerdo con su estructura química en aniónicos, catiónicos, anfóteros (zwitteriónicos) y no iónicos. La turbidez o precipitación de los tensoactivos está ligada a la molécula (parte hidrofóbica e hidrofílica), el punto de nube es generalmente aplicado para los tensoactivos no-iónicos.

La tensión interfacial disminuye al aumentar la cantidad del tensoactivo, hasta el punto en que se llega a un valor constante de tensión el cual es denominado



CMC (concentración micelar crítica), el valor de la CMC disminuye al aumentar la temperatura.

Si existen glóbulos de petróleo atrapados en los poros, estos serán movilizados con el uso del tensoactivo y se comenzarán a juntar hasta formar una fase continua, logrando recuperar ese petróleo.

La emulsión es un sistema constituido por la dispersión de partículas líquidas en el seno de otra fase líquida parcialmente miscible, pueden ser petróleo en agua (la fase continua es el agua) o agua en petróleo (la fase continua es el petróleo).

Antes de seleccionar un tensoactivo compatible con los fluidos del yacimiento y que logre disminuir la tensión interfacial a valores de interés, es necesario obtener el valor de tensión interfacial entre el agua y el petróleo. Para poder determinar lo anterior, se requiere de siguiente materiales y equipos de laboratorio: viales y contenedor de vidrio (preparación de las muestras), pipeta graduada (prueba de comportamiento de fases), balanza analítica (medición de la masa utilizada), horno de calentamiento (acondicionamiento de temperatura), agitador vortex (mantener agitación de las mezclas), tensiómetro de gota giratoria (Obtener valor de tensión interfacial), viscosímetro SVM 3000 (viscosidad y densidad), turbidímetro (obtener valores de turbidez) y refractómetro (índice de refracción)

Los productos químicos utilizados fueron: agua desionizada y cloruro de sodio. Los tensoactivos sometidos a las pruebas fueron comerciales (No iónico, catiónico, aniónico y zwitteriónico) y los desarrollados en la FQ-UNAM (No iónico, catiónico, aniónico, mezclas). Las muestras utilizadas de petróleo pertenecen al campo Poza Rica y son descritas en cada prueba.

### **Metodología experimental.**

Para la selección de tensoactivos, se realizan las pruebas de;

- Compatibilidad: permite descartar aquellos productos que presenten problemas en solución al 0.2 % peso.

- Tensión interfacial: permite seleccionar a los productos que presenten los valores más bajos de tensión.
- Comportamiento de fases: permite identificar los sistemas Winsor.

### Descripción general del procedimiento

En la **Tabla 6.3**, se resume de manera general los pasos utilizados para definir en dos etapas de evaluación la selección de productos químicos. Se pueden considerar dos etapas de evaluación debido a que las dos primeras evaluaciones son de compatibilidad y solubilidad del producto químico con agua, con la cual se realiza una preselección de productos químicos. Mientras que, en la segunda etapa de evaluación, se considera la interacción del tensoactivo, agua y petróleo, con lo cual ya se pueden tener una lista de productos compatibles y con efectos benéficos a los fluidos del yacimiento.

Tabla 6.3 Metodología experimental para la selección de tensoactivos

Etapa de evaluación	Etapas	Evaluación y procedimiento experimental
Evaluación para selección de productos químicos	1	Compatibilidad a temperatura ambiente
	2	Prueba de solubilidad a 70 °C
Selección de productos químico	3	Comportamiento de fases y medición de tensión interfacial
	4	Selección de productos químicos que generaron valores de tensión interfacial menor a 2 mN/m
	5	Comportamiento de fases y medición de tensión interfacial considerando un barrido de salinidades (tensión interfacial menor a 0.01 mN/m, comportamiento de fase tipo III)
	6	Selección de productos químicos

### **Compatibilidad a temperatura ambiente (etapa I)**

En la prueba de compatibilidad, se utilizaron salmueras de cloruro de sodio a diferentes concentraciones en conjunto con los tensoactivos, para poder determinar la homogeneidad y solubilidad de cada uno de los productos en agua desionizada y en un rango de salinidad a temperatura ambiente.

Se analizó de manera cualitativa la estabilidad de los tensoactivos en un barrido de salinidad, con los siguientes pasos:

1. Preparar una solución inicial del tensoactivo a analizar, cuya concentración sea 2% peso, con agua desionizada.
2. Preparar diluciones a partir de la solución inicial, de tal manera que se obtenga una concentración final de tensoactivo al 0.2% peso utilizando como disolvente Agua desionizada y soluciones realizando un barrido de salinidad (20,000-100,000 ppm de NaCl).
3. Evaluar si la solución es homogénea o forma precipitados. En caso de presentar formación de precipitados, se descarta el producto.
4. Identificar si el producto químico es soluble o presenta turbidez. En caso de turbidez se procede a realizar la prueba de solubilidad a 70 °C.
5. Realizar el registro fotográfico (tener evidencia y comparar comportamiento).

### **Prueba de solubilidad a 70 °C (etapa II)**

Esta prueba consiste en evaluar si existe un cambio de solubilidad al incrementar la temperatura a 70 °C, de las soluciones preparadas en el punto 2 de la etapa I que presentaron turbidez, y consiste en lo siguiente:

1. Colocar las soluciones en un horno a 70 °C durante 45 min.
2. Identificar si la solución es homogénea o mantiene la turbidez. En caso de que la solución mantenga la turbidez se descarta.
3. Realizar el registro fotográfico (tener evidencia y comparar comportamiento).

### **Comportamiento de fases y medición de tensión interfacial (etapa III)**

Una vez realizados los procedimientos descritos en la etapa I y II, se analizan los resultados y se obtiene un grupo de productos químicos candidatos (no precipitaron y que son solubles).

En esta etapa, se realizan pruebas de comportamiento de fases para identificar los tensoactivos que tienden a formar emulsiones de petróleo en agua del tipo I de Winsor. Ésta metodología consiste en los siguientes pasos:

1. Preparar una solución madre del tensoactivo a analizar, a la concentración de 2% peso, con agua desionizada.
2. Realizar diluciones a partir de la solución inicial del tensoactivo, de tal manera que se obtenga una concentración final del 0.2% peso.
3. Mezclar volúmenes iguales (2 ml) de solución de tensoactivo al 0.2% peso y muestra de petróleo en una pipeta de 5ml.
4. Agitar la mezcla mediante el uso de un agitador vortex, durante 3 minutos.
5. Realizar registro fotográfico de la pipeta (tiempo cero)
6. Hacer registro fotográfico semanal.
7. Analizar el tipo de emulsión formada a las tres semanas.
8. Determinar de manera paralela la tensión interfacial de las soluciones preparadas en el punto 2.

#### **Preselección de producto químico (etapa IV)**

Una vez concluidas las etapas anteriores en una segunda preselección se eligen aquellos tensoactivos que presentaron una tensión interfacial  $< 2$  mN/m y un comportamiento de fase del tipo I de Winsor.

#### **Comportamiento de fases y medición de la tensión interfacial considerando un barrido de salinidad (etapa V)**

En esta etapa, se realizan pruebas de comportamiento de fases y medición de tensión interfacial, para identificar los tensoactivos que tienden a formar emulsiones del tipo III de Winsor. Esta metodología consiste en los siguientes pasos:

1. Preparar una solución inicial del tensoactivo a analizar, a la concentración de 2% peso, con agua desionizada.
2. Preparar diluciones a partir de la solución inicial, de tal manera que se obtenga una concentración final de tensoactivo al 0.2% peso, utilizando como disolvente soluciones realizando un barrido de salinidad (20,000-100,000 ppm de NaCl).

3. Mezclar volúmenes iguales (2 ml) de solución de tensoactivo al 0.2% peso. y muestra de petróleo (pozo en estudio) en una pipeta de 5ml.
4. Agitar la mezcla mediante el uso de un agitador vortex, durante 3 minutos.
5. Realizar registro fotográfico de la pipeta (tiempo cero)
6. Hacer registro fotográfico semanal.
7. Analizar el tipo de emulsión formada a las tres semanas.
8. Determinar de manera paralela la tensión interfacial de las disoluciones preparadas en el punto 2.

### **Selección del producto químico (etapa VI)**

Utilizando los procedimientos y metodologías antes descritas y considerado un barrido de salinidad (20,000-100,000 ppm de NaCl), se realizó la determinación de la tensión interfacial y el comportamiento de fases, para seleccionar aquellos productos que muestran valores de tensión  $<0.03$  mN/m y un comportamiento de fase tipo III.

#### **6.1.3. Polímero**

En la inyección de polímeros tanto la temperatura del yacimiento como la composición del agua de inyección y congénita tendrán un fuerte impacto para la selección del producto químico así como su desempeño. En general las soluciones de polímeros pierden viscosidad con el incremento de la temperatura, aunado a que en altas salinidades el polímero no puede mantenerse estable y por tanto disminuye su viscosidad.

Considerando lo anterior, en el laboratorio se buscó evaluar la estabilidad de la disolución (polímero y agua) en presencia de iones, así como la estabilidad térmica de algunos polímeros comerciales y polímeros desarrollados en la FQ-UNAM, considerando el agua de inyección y de formación.

Para realizar la evaluación experimental de las soluciones de polímeros se utilizó el siguiente equipo de laboratorio: reómetro MCR-301, balanza analítica ABJ-220-4M, horno Memmert, parrilla de agitación y baño de temperatura polyscience.

En la **Tabla 6.4** se describe de manera general el proceso de evaluación para la selección del polímero considerando.

Tabla 6.4 Metodología experimental para la selección de polímeros

Etapas	Evaluación experimental	Objetivo buscado	Resultado
1	Realizar pruebas de solubilidad del polímero en agua @T <sub>amb</sub> .	Encontrar polímeros solubles	Si no es soluble descartar polímero
2	Determinar el comportamiento reológico @ T=30 °C.	Tener valores de viscosidad @ T <sub>transporte</sub> .	Determinar el efecto del polímero sobre la viscosidad e identificar la formación de emulsiones
3	Realizar pruebas de estabilidad térmica @ T=92 °C.	Comparar la viscosidad @ T <sub>yac</sub> con T <sub>transporte</sub> .	Si el polímero no es estable descartar
4	Determinar comportamiento reológico a diferentes concentraciones y temperaturas.	Obtener comportamiento de viscosidad	Definir concentración óptima e identificación de polímero adecuado.

### **Solubilidad en presencia de iones divalentes (Carbonato y Magnesio).**

Consistió en realizar disoluciones al 0.5 % peso en agua de inyección y agua de formación para determinar solubilidad a temperatura ambiente, se considera un mes de observación para confirmar solubilidad. Esta etapa permite descartar los polímeros que no son solubles y por tanto, determinar cuáles no serán considerados en las etapas posteriores.

### **Determinación del comportamiento reológico.**

Para los polímeros obtenidos de la etapa anterior, se determinó su comportamiento reológico a una  $T = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$  (que es una temperatura promedio que se puede tener en el campo cuando se inyecte el producto) a la concentración que quiera ser evaluado la disolución y a velocidades de corte de  $0.1\text{ s}^{-1}$  hasta  $200\text{ s}^{-1}$ .

### **Estabilidad térmica a temperatura de interés ( $92\text{ }^{\circ}\text{C}$ ).**

La estabilidad térmica fue evaluada durante tres meses, se mantuvieron las disoluciones a una temperatura de  $92\text{ }^{\circ}\text{C}$ , posterior al tiempo de observación se determinó el comportamiento reológico y se comparó con el comportamiento obtenido @ $T=30\text{ }^{\circ}\text{C}$ , con esto se verifica que no exista degradación del polímero.

### **Determinación del comportamiento reológico variando concentración en peso del polímero en un rango de temperaturas.**

En la última etapa para los productos que fueron estables, se determina la viscosidad de la disolución a diferentes concentraciones y a diferentes temperaturas de  $30$  a  $80\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

## **6.2. Análisis de muestras y resultados**

En el apartado anterior, se describe el procedimiento experimental utilizado para determinar el efecto de los productos químicos y los fluidos del yacimiento, en este nuevo apartado se describirán los resultados obtenidos al utilizar el procedimiento, y la evaluación de los fluidos del yacimiento con la interacción de productos químicos.

### 6.2.1. Análisis de muestras

#### Agua

Para poder mostrar el efecto de los productos químicos en los fluidos de interés es necesario realizar un análisis de las características de los fluidos antes de interactuar con otros, los fluidos utilizados fueron: agua de inyección, agua de formación, agua desionizada y muestras de petróleo de pozos productores. En la **Tabla 6.5** se muestran los resultados del análisis Stiff&Davis realizado al agua de inyección.

Tabla 6.5 Análisis Stiff&Davis de la muestra de agua de inyección

Parámetro	Resultado
Dureza Total (como mg CaCO <sub>3</sub> /L)	5,611
Dureza de Calcio (como mg CaCO <sub>3</sub> /L)	1,112
Cloruros Totales (como mg Cl/L)	20,348
Alcalinidad Total (como mg CaCO <sub>3</sub> /L)	270
Sulfatos (como mg SO <sub>4</sub> /L)	-
Conductividad (mS/cm)	54.29
pH	7.7
Temperatura (°C)	22.3
Densidad Relativa (SG)	1.03
Sólidos sedimentables (SS)	-
Sólidos Disueltos Totales (TDS)	33,299

En la **Tabla 6.6** se muestra la concentración de iones y aniones para el agua de inyección.

Tabla 6.6 Concentración por ión de muestra de agua de inyección

Cationes	Concentración (mg/L)	Aniones	Concentración (mg/L)
Ca <sup>2+</sup>	445	Cl <sup>1-</sup>	20,348
Mg <sup>2+</sup>	1,093	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0
Na <sup>+</sup>	11,329	HCO <sub>3</sub> <sup>1-</sup>	82



En la **Tabla 6.7** se muestra el resultado del análisis Stiff&Davis realizado al agua de formación del campo en estudio. Como se puede observar, el agua de inyección tiene una menor salinidad que el agua de formación, sin embargo, el agua de formación al tener una mayor concentración de calcio es un agua más dura.

Tabla 6.7 Análisis Stiff&Davis de la muestra de agua de formación

Parámetro	Resultado
Dureza Total (como mg CaCO <sub>3</sub> /L)	6,539
Dureza de Calcio (como mg CaCO <sub>3</sub> /L)	5,427
Cloruros Totales (como mg Cl/L)	18,280
Alcalinidad Total (como mg CaCO <sub>3</sub> /L)	3,833
Sulfatos (como mg SO <sub>4</sub> /L)	-
Conductividad (mS/cm)	43.03
pH	7.84
Temperatura (°C)	25.4 (promedio)
Densidad Relativa	1.0181
Sólidos Disueltos Totales (TDS)	30,550

En la **Tabla 6.8** se muestra la concentración de iones y aniones para el agua de formación.

Tabla 6.8 Concentración por ión de muestra de agua de formación

Cationes	Concentración (mg/L)	Aniones	Concentración (mg/L)
Ca <sup>2+</sup>	1,833	Cl <sup>-</sup>	21,506
Mg <sup>2+</sup>	707	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	220
Na <sup>+</sup>	5,668	HCO <sub>3</sub> <sup>1-</sup>	666

## Petróleo

En la **Tabla 6.9** se muestran los resultados del análisis realizado a muestras de fluidos obtenidos del yacimiento, para el cual se reportan valores de viscosidad y densidad.

Tabla 6.9 Análisis de muestras de fluidos

Muestra	Viscosidad	Densidad	°API	Número
	@ 22°C	@ 22°C	@ 15 °C	Ácido
	Cp	gr/cm3	[-]	mg KOH/g
Pozo-1	24	0.871	29.6	0.0837
Pozo-2	37.301	0.8869	27.1	0.0992
Pozo-3	13.73	0.8763	29	0.0298

En el proceso de la determinación de tensión interfacial se utiliza la medición de gota ascendente, en la **Fig. 6.1** se muestra la forma en que la gota de petróleo se desplazó al contacto con agua desionizada durante la medición y la manera en que ésta fue cambiando conforme se inyectaba más petróleo a través del capilar hasta que la gota se desprende por diferencia de densidades.

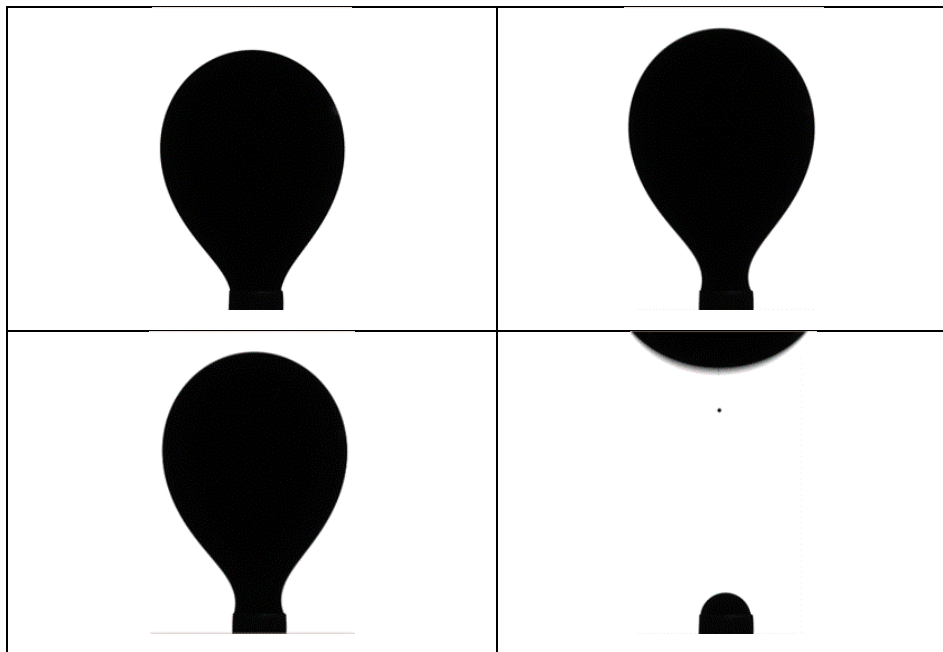


Figura 6.1 Imágenes referentes en la medición de tensión interfacial, petróleo Pozo-02.

En la **Fig. 6.2**, se muestran las mediciones realizadas de tensión interfacial entre al agua y el petróleo, en este caso de la prueba con un aproximado de 350 mediciones se obtuvo que para la muestra del Pozo-02 se tiene en promedio una tensión interfacial de 30.7 mN/m (sin la inyección de ningún tensoactivo).

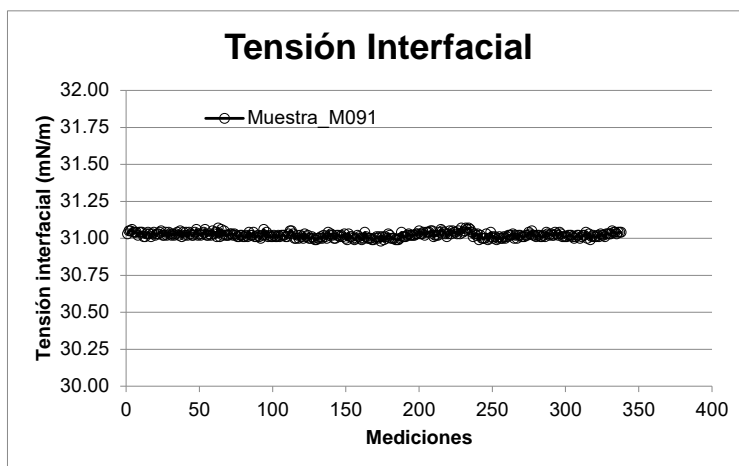


Figura 6.2 Medición de tensión interfacial entre petróleo del Pozo-02 y agua desionizada

### 6.2.2. Álcali

#### Pruebas con petróleo

En la **Fig.6.3** se muestra el análisis realizado a una muestra de petróleo obtenida para el Pozo-02, con la cual se determina su número ácido.

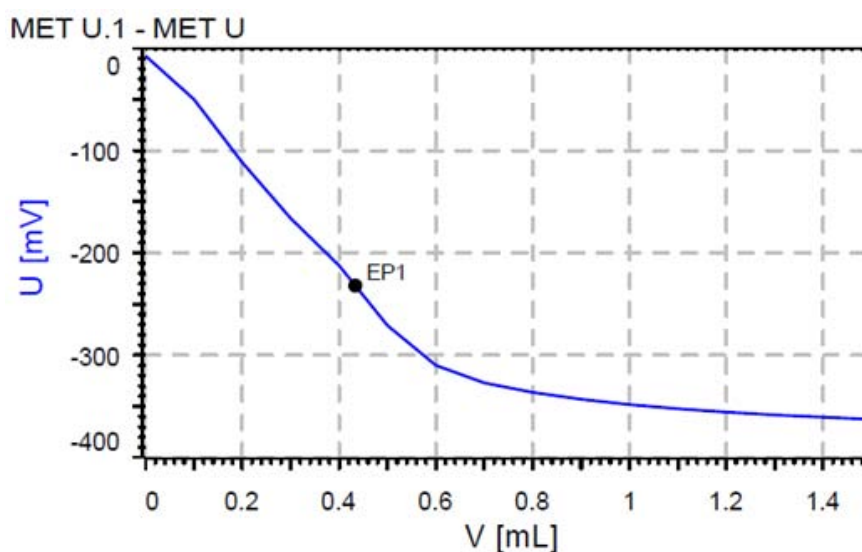


Figura 6.3 Determinación de número ácido para la muestra Pozo-02

Como se muestra en la **Tabla 6.10**, este experimento fue realizado en tres ocasiones para tener una comparativa de los resultados y no incurrir en un posible error de medición.

Tabla 6.10 Determinación de número ácido en muestras del Pozo-02

Núm análisis	Muestra	Cantidad (gr)	Máx cambio (mV)	Máx cambio (mL)	Núm. Acido (mg KOH/g)
1	Pozo-02	19.9943	-232	0.4336	0.0988
2	Pozo-02	20.0073	-240.4	0.4322	0.0984
3	Pozo-02	19.9984	-237.7	0.4401	0.1004

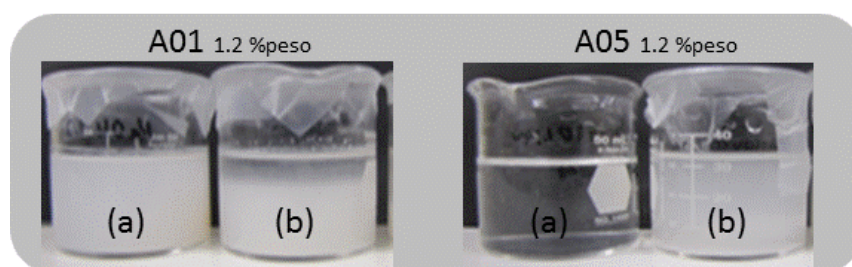
### Prueba de solubilidad

Para poder identificar la solubilidad del álcali en los diferentes tipos de agua se preparan soluciones con los álcalis que se estén evaluando. En la **Tabla 6.11** se muestra para la concentración máxima de trabajo (1.2% peso) si se genera precipitados al mezclar el álcali y agua.

Tabla 6.11 Solubilidad del álcali en agua

Muestra de Agua	Álcali	Precipitado
Agua de formación	A01	Si
	A02	Si
	A03	Si
	A04	Si
	A05	Si
Agua de inyección	A01	Si
	A02	Si
	A03	No
	A04	No
	A05	No
Agua desionizada	A01	No
	A02	No
	A03	No
	A04	No
	A05	No

Como se puede observar en la tabla anterior cuando se utilizó muestras de agua de formación se obtuvieron precipitados, sin embargo, cuando fueron utilizadas muestras de agua de inyección o desionizada no se observaron precipitados con la mayoría de los álcali, con el uso de álcalis suaves (boratos) la solución permanece estable como se muestra en la **Fig. 6.4**. Derivado a los resultados de solubilidad, los álcalis fuertes fueron evaluados con agua desionizada (condiciones ideales) y los álcalis suaves con muestra de agua de inyección.



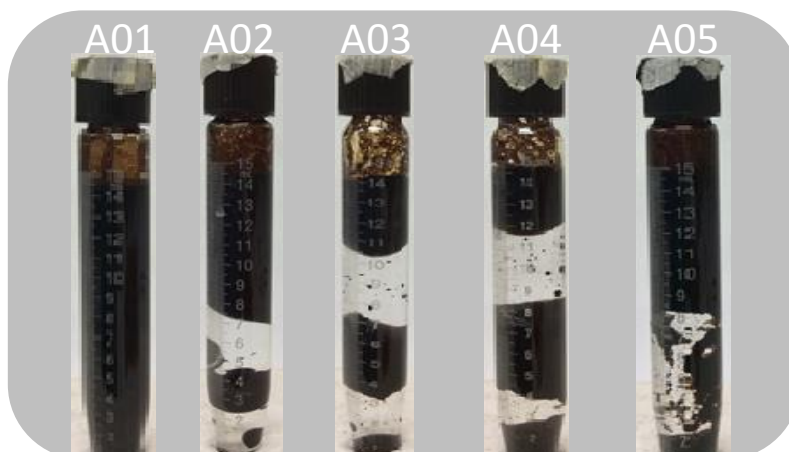
*Figura 6.4 Solubilidad de álcalis en muestras de: a) Agua de inyección, b) Agua de formación lavada y filtrada*

### **Comportamiento de fases**

Se analizó el comportamiento de la mezcla generada con muestra de petróleo del Pozo-01 y agua desionizada utilizando: Hidróxido de sodio, carbonato de sodio, metaborato de sodio, tetraborato de sodio pentahidratado y tetraborato de sodio decahidratado en concentraciones de 0.3, 0.6, 0.9 y 1.2 % peso, encontrando emulsiones w/o. Se realizaron mezclas similares utilizando petróleo del Pozo-01 con agua de inyección, así como metaborato de sodio y tetraborato de sodio decahidratado en concentraciones de 0.05, 0.1, 0.2, 0.3, 0.6, 0.9 y 1.2 % peso encontrando emulsiones w/o.

Al analizar el comportamiento de las mezclas, se identifica la formación de emulsiones de agua en petróleo w/o. Este tipo de emulsiones se forman cuando se produce una baja cantidad de tensoactivo natural y una alta fuerza iónica del agua, con lo cual se corrobora que se tienen un número ácido bajo.

En la **Fig.6.5** se muestra las emulsiones formadas con petróleo del Pozo-01 y los 5 álcalis evaluados en una concentración de 0.9 % peso.



*Figura 6.5 Emulsiones generadas al mezclar el petróleo con la disolución de álcali al 0.9 % peso*

En la **Tabla 6.12**, se muestra los valores de pH y conductividad obtenidos en las soluciones alcalinas antes de propiciar la emulsión con petróleo del Pozo-01. Se puede entender que al incrementar la concentración de álcali tanto el pH como la conductividad aumentan, sin embargo, el hidróxido y carbonato de sodio presentan un carácter más básico, en comparación al metaborato y tetraborato, esto puede ser debido a que las concentraciones están referenciadas en % peso y debido a que el borato tiene un mayor peso molecular, por lo que hay menor cantidad de álcali en estas soluciones.

Tabla 6.12 Valores de pH y conductividad para los diferentes álcali.

álcali \ % peso		0	0.3	0.6	0.9	1.2
A01 (NaOH)	pH	5.97	12.31	12.4	12.39	12.42
	Conductividad [mS/cm]	0.017	12.24	34.24	14.46	22.66
A02	pH	5.97	11.05	11.24	11.24	11.26

álcali \ % peso		0	0.3	0.6	0.9	1.2
(Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> )	Conductividad [mS/cm]	0.017	4.824	9.051	12.57	16.27
A03 (NaBO <sub>2</sub> )	pH	5.97	10.22	10.29	10.32	10.35
	Conductividad [mS/cm]	0.017	1.888	3.432	4.473	6.045
A04 [Na <sub>2</sub> B <sub>4</sub> O <sub>5</sub> (OH) <sub>4</sub> ].5H <sub>2</sub> O	pH	5.97	9.18	9.18	9.22	9.25
	Conductividad [mS/cm]	0.017	1.681	3.046	4.381	5.638
A05 [Na <sub>2</sub> B <sub>4</sub> O <sub>5</sub> (OH) <sub>4</sub> ].10H <sub>2</sub> O	pH	5.97	9.21	9.21	9.22	9.24
	Conductividad [mS/cm]	0.017	1.321	2.046	3.537	4.514

### Tensión interfacial

Se determinó la tensión interfacial de la solución alcalina A01 con muestra de petróleo del Pozo-01 y agua desionizada, los resultados se muestran en la **Fig.6.6**, donde se puede visualizar que para concentraciones mayores a 0.6 % peso se genera una disminución de tensión interfacial de casi 3 mN/m y para concentraciones de 1.2 % peso, disminuye el valor de tensión interfacial en casi 6 mN/m derivado a la poca formación de tensoactivos naturales.

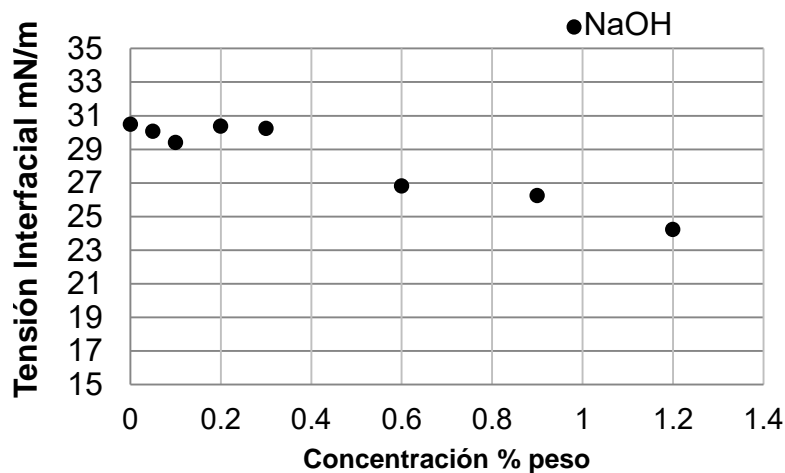


Figura 6.6 Tensión interfacial para una solución de álcali-agua desionizada y petróleo del Pozo-01

## Comportamiento reológico

Para presentar el comportamiento reológico se midió la viscosidad para un rango de velocidad de corte de 10 a 100  $\text{s}^{-1}$  a una temperatura de 30 °C para un álcali A01, como se ejemplifica en la **Fig.6.7**, donde se puede interpretar que la incrementar la concentración del álcali la solución es más viscosa.

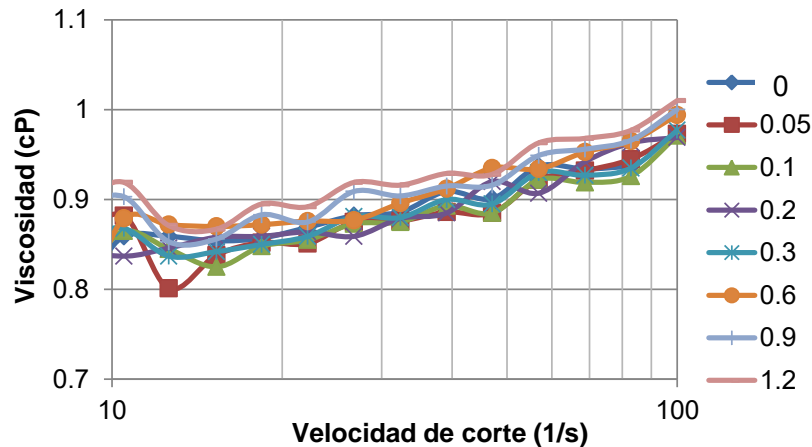


Figura 6.7 Comportamiento reológico con respecto al incremento de álcali.

Los valores de viscosidad para las emulsiones formadas con muestras de petróleo del Pozo-01 con una álcali A01 a  $T=30$  °C, que se muestran en la **Fig. 6.8**, presentan un incremento en viscosidad comparado con la disolución alcalina, la mayor viscosidad fue registrada para una concentración de 0.1 % peso.

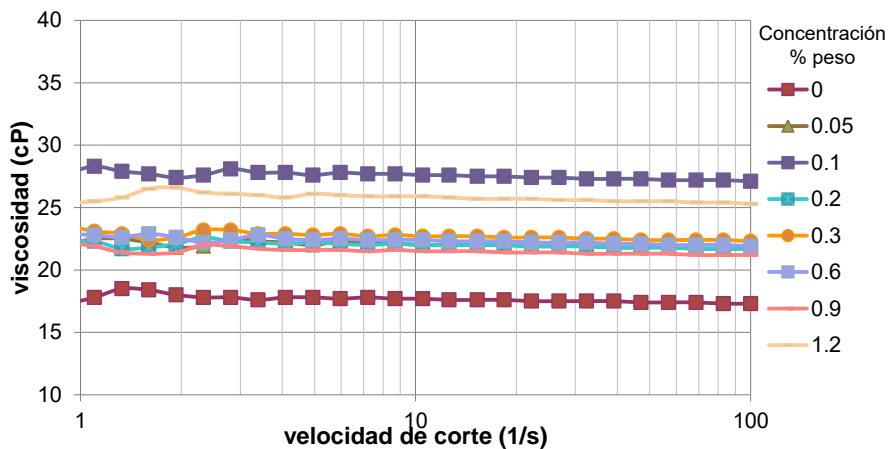


Figura 6.8 Comportamiento reológico a diferente concentración de álcali.



### 6.2.3. Tensoactivos

En la **Tabla 6.13** se muestran la lista de los tensoactivos de productos comerciales y desarrollados por la FQ-UNAM evaluados, que fueron de carácter: no iónico, catiónico, aniónico, zwitteriónico y mezclas.

Tabla 6.13 Tensoactivos utilizados en la evaluación experimental

ID	Carácter		ID	Carácter		ID	Carácter
T01	No iónico		T16	Catiónico		T31*	Catiónico
T02	Aniónico		T17	Catiónico		T32*	Catiónico
T03	Zwitteriónico		T18	Catiónico		T33*	Catiónico
T04	Catiónico		T19	Catiónico		T34*	Aniónico
T05	No iónico		T20	Catiónico		T35*	Aniónico
T06	No iónico		T21	Catiónico		T36*	No iónico
T07	No iónico		T22	Zwitteriónico		T37*	Mezcla
T08	No iónico		T23	Catiónico		T38*	Mezcla
T09	Aniónico		T24	Catiónico		T39*	Mezcla
T10	Aniónico		T25	Catiónico		T40*	Mezcla
T11	Zwitteriónico		T26	Catiónico		T41*	Mezcla
T12	Aniónico		T27	Catiónico		T42*	Mezcla
T13	Aniónico		T28*	Catiónico		T43*	Mezcla
T14	Catiónico		T29*	Catiónico			
T15	Catiónico		T30*	Catiónico			

\*Producto desarrollado por la FQ-UNAM.

Los productos descritos anteriormente ya pasaron las pruebas de precipitación y turbidez a temperatura ambiente o a la temperatura de 70 °C, evaluados en agua congénita. En la **Tabla 6.14** se presenta a manera de resumen los 43 tensoactivos que seguirán el proceso de evaluación.

Tabla 6.14 Tabla resumen de los tensoactivos.

Carácter	tensoactivos preseleccionados
Aniónico	7
Catiónico	20
No iónico	6
Zwitteriónico	3
Mezclas	7
Total	43

Si alguno de los productos presentan turbidez a temperatura ambiente, se sometan a un calentamiento de  $T=70\text{ }^{\circ}\text{C}$  durante 45 minutos si se mantiene la turbidez el producto es descartado, si la turbidez desaparece continúa con la evaluación del producto. En la **Fig. 6.9** (a) se muestra un ejemplo de una soluble sin precipitados, la Fig. 6.9 (b) una mezcla con turbidez y Fig. 6.9 (c) una mezcla con precipitados.

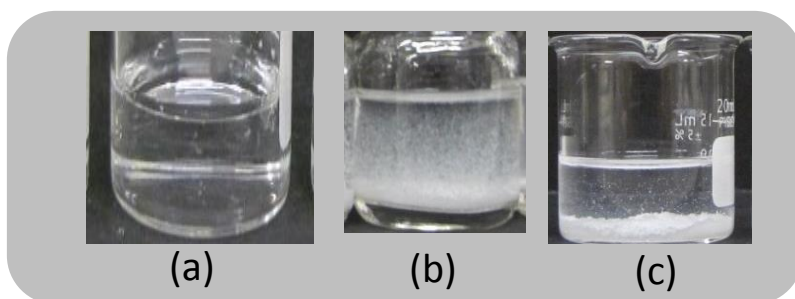
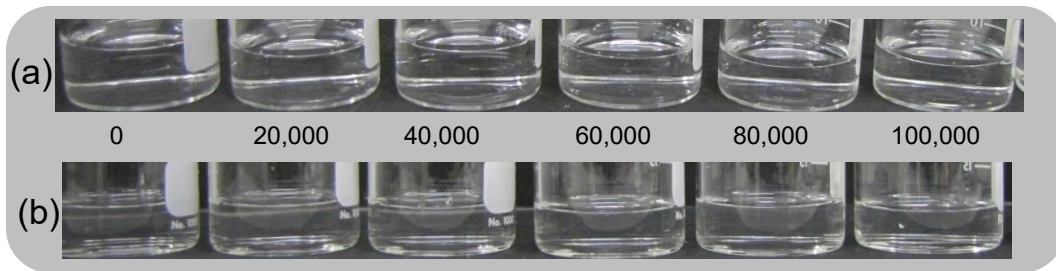


Figura 6.9 Precipitación y turbidez con tensoactivos

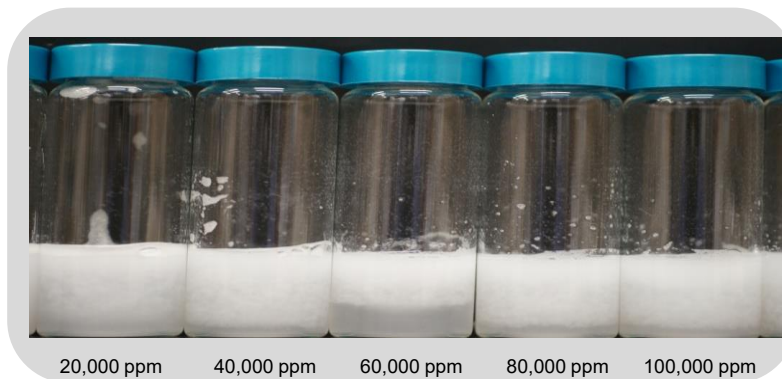
A continuación se muestran algunas imágenes de la evaluación de compatibilidad. Los productos T08 **Fig.6.10** (a) y T036\* Fig. 6.10 (b) no presentaron turbidez ni precipitados considerando el barrido de salinidad, la salinidad se encuentran en orden creciente de izquierda a derecha, de 0 a 100,000 ppm de NaCl.



*Figura 6.10 Compatibilidad del (a) T08 y (b) T036\**

*\*Producto desarrollado por la FQ-UNAM.*

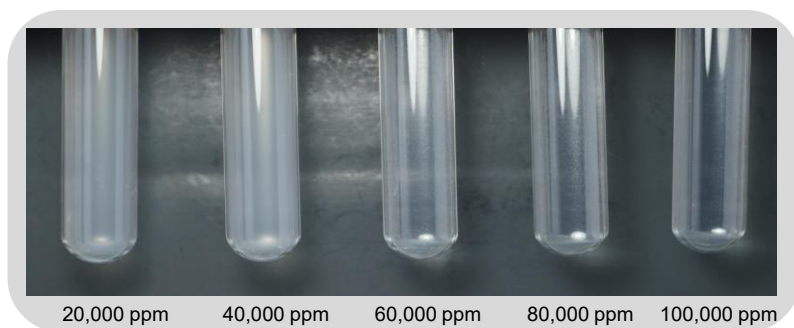
En la **Fig. 6.11**, se muestra la evidencia fotográfica para la evaluación del tensoactivo T32\* a una concentración de 0.2 % peso, a temperatura ambiente usando soluciones de NaCl en un barrido de salinidad de 20,000-100,000 ppm con agua de inyección.



*Figura 6.11 Compatibilidad del tensoactivo T32\* en un barrido de salinidad*

*\*Producto desarrollado por la FQ-UNAM.*

Al evaluar las soluciones a temperatura de 92 °C para el tensoactivo T32\* a una concentración de 0.2 % peso, en un barrido de salinidad de 20,000-100,000 ppm, como se puede observar en la **Fig.6.12**, posterior a ser sometido a una temperatura de 92 °C, se observa que el producto es soluble y no presentaría precipitados a la temperatura de trabajo.



*Figura 6.12 Tensoactivo T32\* posterior a ser sometido a 92 °C, en un barrido de salinidad  
\*Producto desarrollado por la FQ-UNAM.*

Para la prueba del comportamiento de fases, se evalúa después de un tiempo de reposo de aproximadamente tres semanas. En esta etapa se realizaron las evaluaciones de comportamiento de fases de tensoactivo al 0.2 % peso en agua desionizada, buscando un comportamiento de fase tipo I y descartando aquellos que no presenten ese comportamiento.

De los tensoactivos analizados no todos muestran la misma forma de la emulsión, esto depende de la estructura del tensoactivo evaluado, en este caso sólo fueron seleccionados para las siguientes pruebas los que mostraron un comportamiento de fase tipo I.

La medición de tensión interfacial permite seleccionar los tensoactivos que generen una menor tensión interfacial entre el agua y el petróleo, para valores mayores de tensión de 1 mN/m se utiliza el método de gota ascendente, mientras que para valores menores se utiliza el método de gota giratoria.

Utilizando una muestra de petróleo del Pozo-01 con agua desionizada, en la **Fig 6.13** (a) se muestra un ejemplo de medición de gota ascendente con un tensoactivo T03, mientras que en la Fig 6.13 (b) se muestra un intento de medición de gota ascendente para el tensoactivo T06, sin embargo, al tener una tensión interfacial menor a 1 mN/m no es posible de medir por este método, por tanto, fue necesario ser medido por gota giratoria Fig. 6.13 (c), es el método utilizado para tensiones menores a 1 mN/m.

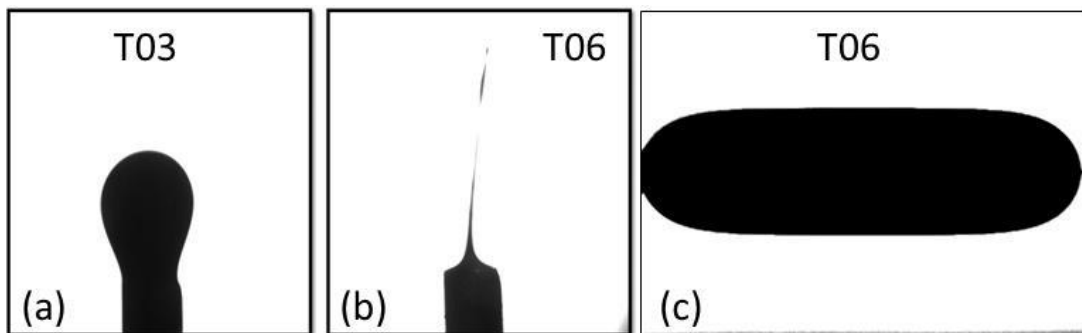


Figura 6.13 Medición de tensión interfacial agua-petróleo para tensoactivos

En la **Fig. 6.14** se muestra los resultados de tensión interfacial obtenida al utilizar algunos tensoactivos con la muestra del Pozo-01 y agua desionizada, con una concentración de 0.2 % peso.

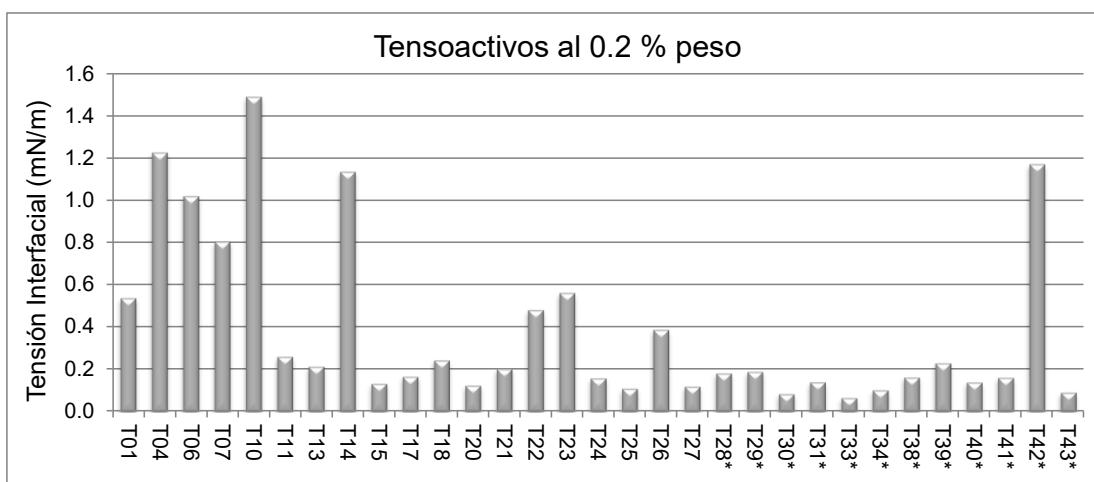


Figura 6.14 Medición de tensión interfacial afectada por el uso de tensoactivo

\*Producto desarrollado por la FQ-UNAM.

Del total de los 43 productos analizados, solamente 31 (72 %) presentaron un valor de tensión interfacial menor a 2 mN/m con agua desionizada. En la **Tabla 6.15** se muestra los resultados obtenidos y el comportamiento de fases generado. De los 31 productos, el 35 % presentaron un comportamiento de fases tipo I, el

26% con comportamiento de fases tipo II y el 39 % un comportamiento de fases tipo 3.

Tabla 6.15 Tensión interfacial y comportamiento de fases de los productos evaluados

ID	TI (mN/m)	Comportamiento de fases	ID	TI (mN/m)	Comportamiento de fases
T01	0.5371	II	T25	0.1085	III
T04	1.2270	II	T26	0.3871	III
T06	1.0201	II	T27	0.1182	III
T07	0.8047	II	T28*	0.1803	I
T10	1.4912	III	T29*	0.1877	I
T11	0.2596	II	T30*	0.0825	I
T13	0.2124	I	T31*	0.1385	II
T14	1.1361	I	T33*	0.0641	I
T15	0.1312	III	T34*	0.1010	II
T17	0.165	I	T38*	0.1614	III
T18	0.2424	III	T39*	0.2284	I
T20	0.1224	III	T40*	0.1382	I
T21	0.2013	III	T41*	0.1594	III
T22	0.4811	II	T42*	1.1710	I
T23	0.5618	III	T43*	0.0893	I
T24	0.1569	III			

\*Producto desarrollado por la FQ-UNAM.

Como se describió anteriormente, se preseleccionan los productos que presentaron una tensión interfacial menor a 2 mN/m y una fase tipo I.

En la **Fig. 6.15** se muestra el comportamiento de fases para una muestra de petróleo del Pozo-01, agua desionizada a temperatura ambiente de los tensoactivos: (a) T32\*, (b) T42\*, como se puede observar en ambos casos se

cumple con la condición de generar un sistema de Winsor tipo I, después de haber sido sometidos a una temperatura de trabajo.

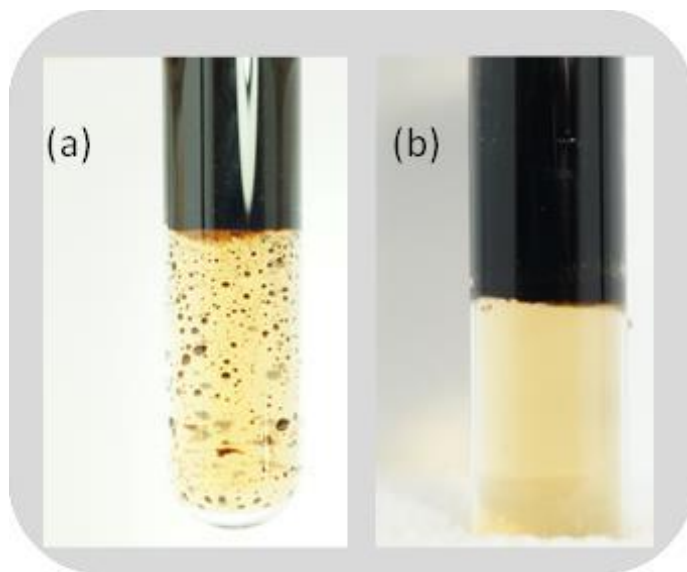


Figura 6.15 Comportamiento de fases para tensoactivos: (a) T32\* (b) T42\*

\*Producto desarrollado por la FQ-UNAM.

A continuación, se realiza la medición de tensión interfacial y definición del comportamiento de fase a través de un barrido de salinidad y agua de inyección a 22 °C, con el objetivo de determinar los tensoactivos que generan un sistema tipo III y una tensión interfacial menor a 0.03 mN/m. En la **Tabla 6.16** se muestra los resultados obtenidos con algunos tensoactivos.

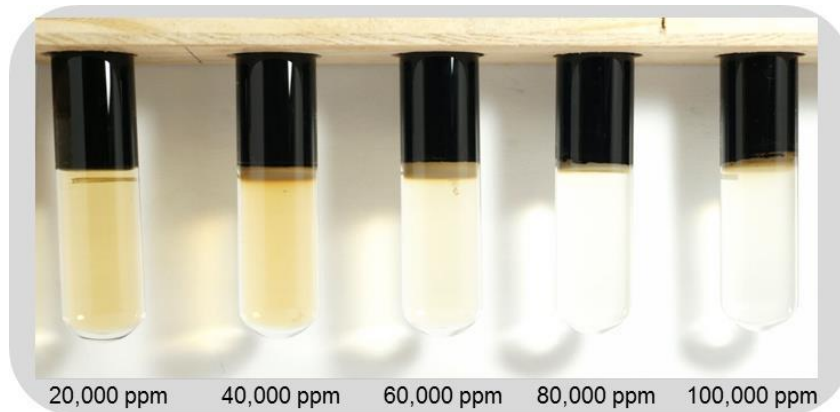
Tabla 6.16 Comportamiento de fase y tensión interfacial considerando un barrido de salinidad.

ID	Agua de inyección		20,000 ppm		40,000 ppm		60,000 ppm		80,000 ppm		100,000 ppm	
	TI	CF	TI	CF	TI	CF	TI	CF	TI	CF	TI	CF
T01	0.4157	II	0.4946	II	0.4852	II	0.4148	II	0.4345	II	0.4462	II
T04	0.1643	I	1.0743	I	0.8671	I	0.7269	I	0.7506	I	-----	I
T14	0.2767	I	0.5580	I	0.3247	I	0.1520	I	0.1605	I	0.1791	I
T28*	0.4957	I	0.4985	I	0.4846	I	0.3913	I	0.4547	I	0.4665	I

ID	Agua de inyección		20,000 ppm		40,000 ppm		60,000 ppm		80,000 ppm		100,000 ppm	
	TI	CF	TI	CF	TI	CF	TI	CF	TI	CF	TI	CF
T29*	0.6148	I	0.4246	I	0.5275	I	0.539	I	0.5136	I	0.4356	I
T30*	0.1010	I	0.1529	I	0.0619	I	0.1025	I	0.0675	I	0.0646	I
T33*	0.1481	I	0.2112	I	0.1254	I	0.0693	I	0.0695	I	0.0749	I
T39*	0.0260	I	0.0264	I	0.0206	I	0.0135	I	0.0136	I	0.0128	I
T40*	0.0121	I	0.0095	I	0.0061	I	0.0079	I	0.0057	I	0.008	I
T42*	0.0034	III	0.0842	I	0.0858	III	0.0667	III	0.0027	III	-----	III
T43*	0.0501	I	0.0686	I	0.0847	I	0.0802	I	0.0953	I	0.0809	I

*\*Producto desarrollado por la FQ-UNAM.*

Posterior a las pruebas anteriores, en la **Fig. 6.16** se presenta un ejemplo para determinar la evaluación del tensoactivo T42\*, a una concentración de 0.2 % peso, a temperatura ambiente en una barrido de salinidad de 20,000-100,000 ppm, en una relación de volumen 50:50 con muestra de petróleo del Pozo-01 , posterior a ser sometido a 92 °C durante una semana.



*Figura 6.16 Prueba de comportamiento de fases en un barrido de salinidad del tensoactivo T42\*.*

*\*Producto desarrollado por la FQ-UNAM.*

Como se puede observar en la **Fig.6.17** al utilizar diferentes tensoactivos, considerando muestras de petróleo del pozo Pozo-01 y agua de formación a temperatura de yacimiento, para los cuales antes de la utilización de tensoactivos,



se tenía una tensión interfacial en promedio de 30 mN/m, se logró obtener valores ultrabajos de tensión interfacial, sin embargo, sólo el tensoactivo T42\*, logró un sistema tipo III.

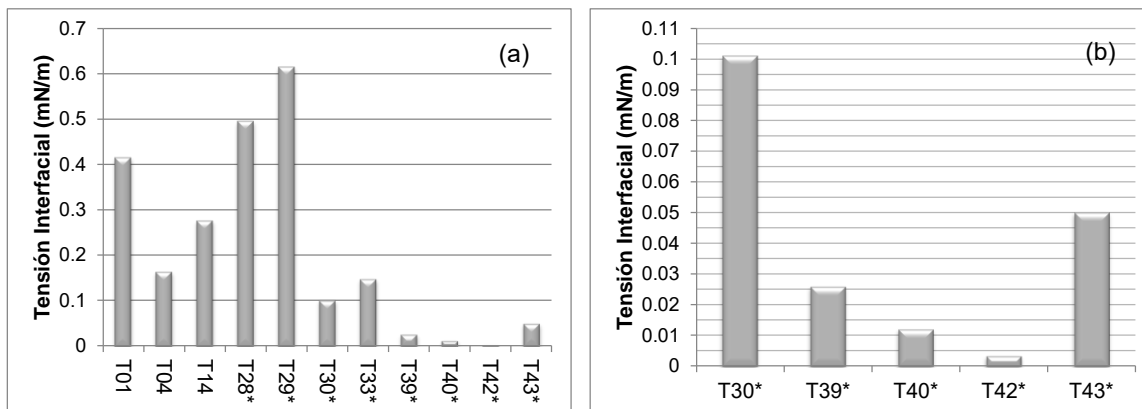


Figura 6.17 Selección de tensoactivos considerando la reducción en la tensión interfacial

\*Producto desarrollado por la FQ-UNAM.

#### 6.2.4. Polímero

En la **Tabla 6.17** se muestran los polímeros utilizados en el análisis, se utilizaron polímeros comerciales y los desarrollados en la FQ-UNAM.

Tabla 6.17 Lista de polímeros utilizados en la evaluación experimental

ID	Tipo de polímero
P01	Copolímero de acrilamida ultra alto PM
P02	Terpolímero de acrilamida alto PM
P03	Poliacrilamida parcialmente hidrolizada
P04	Copolímero de acrilamida
P05	Hidroxietilcelulosa
P06	Terpolímero de acrilamida
P07	HEC medio peso molecular
P08	HEC alto peso molecular
P09	HEC bajo peso molecular
P10	Carboximetil Celulosa
P11	Hidroxipropilguar

ID	Tipo de polímero
P12	Goma Guar
P13	Copolímero derivado de óxido de etileno/propileno
P14	Polímero derivados de éteres de celulosa
P15	Carboximetil Hidroetil Celulosa
P16*	Copolímero de acrilamida
P17*	Terpolímero de acrilamida

*\*Producto desarrollado por FQ-UNAM*

En la **Tabla 6.18** se muestran los resultados de solubilidad de algunos polímeros, de los 17 polímeros analizados, 12 fueron descartados por problemas de solubilidad, quedando 5 polímeros candidatos para evaluar su comportamiento reológico a 30 °C

Tabla 6.18 Resultados de solubilidad y estabilidad térmica para los polímeros

ID	Solubilidad @Tamb		Estabilidad térmica @ 92 °C	
	Agua de formación	Agua de inyección	Agua de formación	Agua de inyección
P01	SI	SI	NO	No
P03	SI	SI	SI	SI
P07	SI	SI	NO	No
P14	NO	SI	NO	No
P16*	SI	SI	SI	SI
P17*	SI	SI	SI	SI

*\*Producto desarrollado por FQ-UNAM*

Una vez definida la solubilidad a temperatura ambiente, tanto en el agua de inyección y de formación se determinó el comportamiento reológico a 30 °C con disoluciones al 0.5 % peso en un intervalo de velocidades de corte de 0.1 s<sup>-1</sup> a 200 s<sup>-1</sup>. En la **Fig. 6.18** se muestra el comportamiento de la viscosidad utilizando

poliacrilamida parcialmente hidrolizada referente al agua de inyección y agua de formación, para ésta última se muestra un comportamiento más estable de viscosidad a las diferentes velocidades de corte.

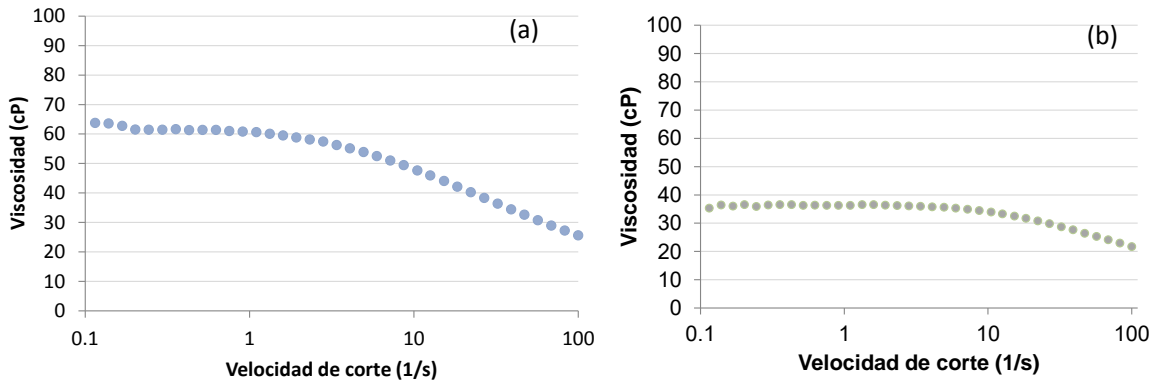


Figura 6.18 Gráfica de la viscosidad contra velocidad de corte para una disolución de polímero P03 con: (a) agua de inyección y (b) agua de formación

Considerando los polímeros sintetizados en la FQ-UNAM, como se muestra en la **Fig.6.19** con agua de inyección se muestra que se obtiene una mayor viscosidad con los terpolímeros.

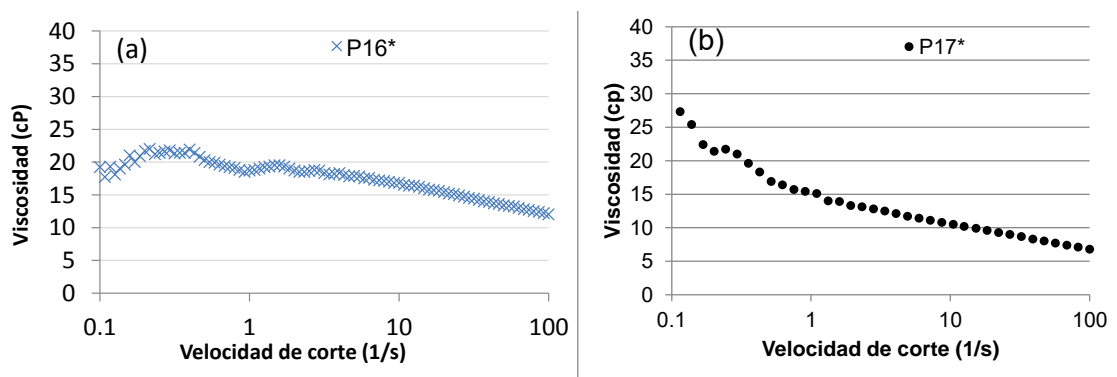


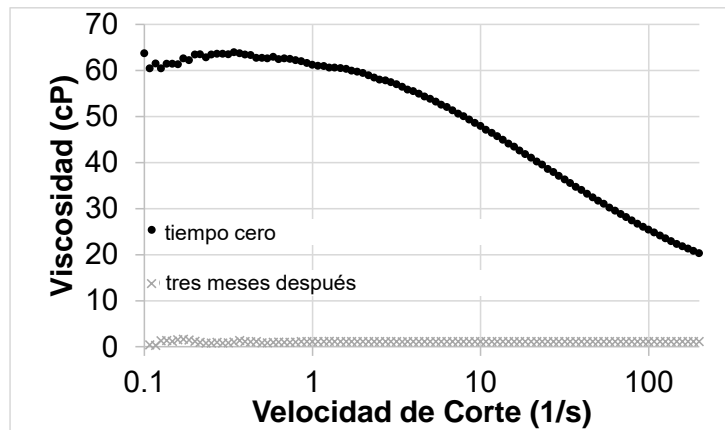
Figura 6.19 Gráfica de la viscosidad contra velocidad de corte para disoluciones con agua de inyección de: (a) copolímeros y (b) terpolímero.

\*Producto desarrollado por FQ-UNAM

Una vez determinado el comportamiento de modificación de la viscosidad con la adición de polímeros se realizó la estabilidad térmica se prepararon disoluciones de polímeros al 0.5 % con agua de formación y agua de inyección. Las

disoluciones generadas fueron colocadas en un horno (Mettler) a 92 °C durante 3 meses, posterior al tiempo se observó la muestra que no generó precipitados después del calentamiento y posteriormente se midió su viscosidad.

De los polímeros comerciales evaluados la poliacrilamida parcialmente hidrolizada permaneció estable a condiciones de temperatura y salinidad durante tres meses, en la **Fig. 6.20**, se muestra el comportamiento de la viscosidad antes y después de ser sometido a 92 °C, con lo cual, se puede observar que se degradó a elevada temperatura, se preparó una disolución con agua de formación a 0.5 % peso y se midió a 30 °C.



*Figura 6.20 Viscosidad contra velocidad de corte del polímero poliacrilamida parcialmente hidrolizada en agua de formación al 0.5 %.*

Evaluando los polímeros desarrollados en la FQ-UNAM, el copolímero de acrilamida y sal de AMPS P17\*, no precipitó ni en agua de formación, ni agua de inyección después de estar sometido a 92 °C, en la **Fig. 6.21** se muestra la gráfica de viscosidad de una disolución al 0.5 % peso antes y después de ser sometido por tres meses a 92 °C.

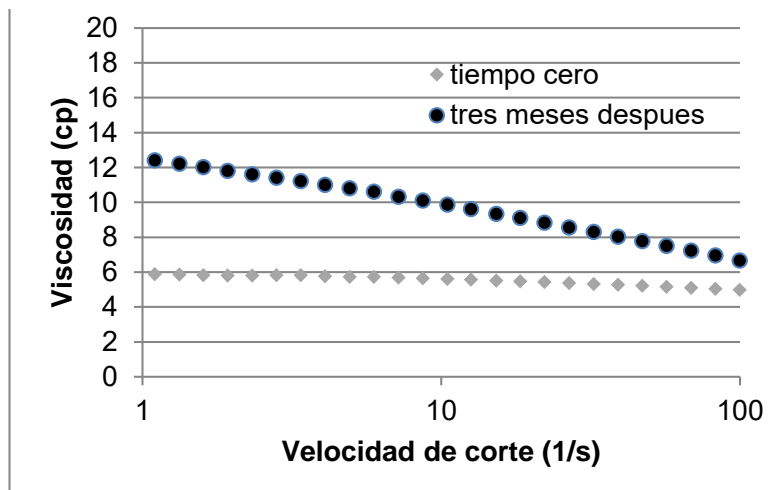


Figura 6.21 Viscosidad contra velocidad de corte para el copolímero de acrilamida y sal de AMPS medido a 30 °C en agua de formación.

Como se observa en la figura anterior, a pesar de que el polímero P17\*, presento cierto nivel de degradación posterior a ser sometido por 3 meses a 92 °C, logró mantener una viscosidad cercana a los 10 cp para una velocidad de corte de 10 s<sup>-1</sup>.

### 6.3. Selección de productos químicos.

En este capítulo se describió el procedimiento experimental utilizado para la evaluación de productos químicos considerando los fluidos y propiedades del yacimiento en estudio, para lo cual se realizan el siguiente análisis.

Considerando la inyección de productos alcalinos es importante tener presente la mineralogía de la roca (yacimiento) y propiedades de los fluidos desplazantes y a desplazar, por tanto, considerando que en la evaluación experimental las muestras de petróleo analizado dieron un valor inferior a 0.3 mg KOH/g que al considerar lo explicado en el capítulo 5 el valor mínimo para que exista una reacción entre el petróleo y el álcali es de 0.3 mg KOH/g, esto también fue confirmado que al evaluar la tensión interfacial posterior a la reacción con el álcali solo se logró una

pasando de una tensión interfacial de 31 mN/m a 24 mN/m, derivado a lo anterior no se considera que impacte positivamente la inyección del álcali.

Tomando en cuenta los tensoactivos de los productos que fueron evaluados se logró identificar un grupo de químicos que generan valores bajos de tensión interfacial, además al momento de calcular el número capilar (descrito en el capítulo 3) se observa un incremento importante en el valor, lo que se asocia a disminución de petróleo residual. La comparación del número capilar es mostrada en la **Fig.6.22**, en la cual para el caso Inicial refiere a una mezcla sin el uso del tensoactivo, mientras que los demás cálculos son referentes a diferentes productos, siendo el T42\* el que mayor número capilar refleja.

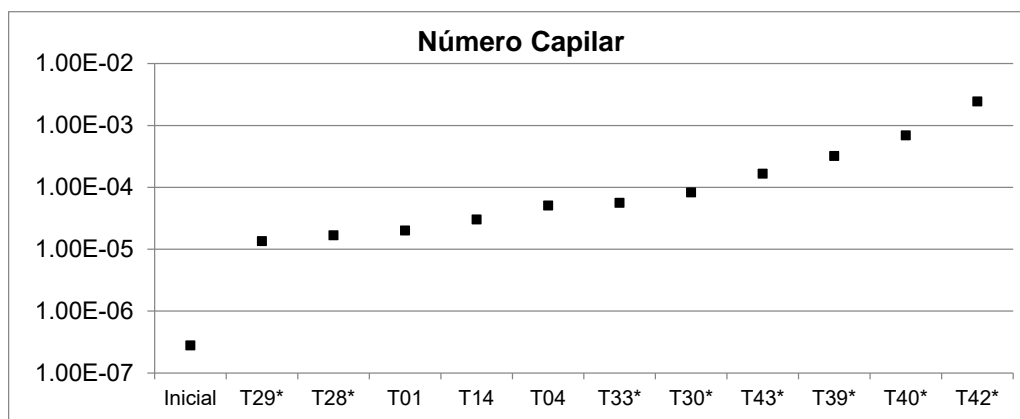


Figura 6.22 Determinación de número capilar con diferentes mezclas  
\*Producto desarrollado por FQ-UNAM

Considerando la figura anterior, se encontró una formulación de tensoactivo adecuado a las condiciones de los fluidos del yacimiento de estudio.

De la evaluación de los polímeros es importante considerar la estabilidad para la temperatura del yacimiento, por tanto, para los polímeros que mostraron solubilidad fue evaluada su estabilidad térmica por un periodo de tres meses a condiciones de temperatura del campo en estudio y derivado de lo anterior solamente se encontró el terpolimero de acrilamida P17\*, en cual presentó

estabilidad térmica ya que posterior al tiempo de evaluación se midieron valores cercanos a los 6 cp. La importancia del polímero será que al incrementar la viscosidad del fluido desplazante y por tanto, se espera que puedan ser desplazados bancos de petróleo remante.

Una vez descartados productos que no generan los resultados esperados o problemas de compatibilidad se tienen productos químicos seleccionados y validados a través de pruebas experimentales, los cuales podrían ser candidatos para evaluarse en una prueba piloto.

Para esta investigación no se tuvo disponible un núcleo del campo en estudio, sin embargo se realizaron pruebas de desplazamiento en un núcleo (3.81 cm de diámetro y 6 cm de longitud) de un campo análogo (carbonatos), se realizó una prueba de desplazamiento con agua de inyección y otra con tensoactivo T42\*, considerando muestra de petróleo del Pozo-01, la concentración del tensoactivo inyectado es de 0.1 % peso, como se presenta en la **Fig.6.23** se muestra el comportamiento de desplazamiento con agua y considerando el desplazamiento con tensoactivo, es importante destacar que se obtiene un incremento del petróleo recuperado al desplazar con el producto químico. Es importante resaltar que los resultados mostrados son obtenidos en laboratorio con una muestra de núcleo de un campo análogo, sin embargo, se busca mostrar que al desplazar con tensoactivos se puede obtener una disminución de la saturación de petróleo residual comparado contra si solamente se desplazara con agua de inyección, también se debe enfatizar que una prueba de laboratorio presentará resultados más satisfactorios (al ser una prueba de desplazamiento con parámetros controlados) que al momento de llevarlo al campo, por tanto esto se debe de considerar al diseñar una prueba piloto.

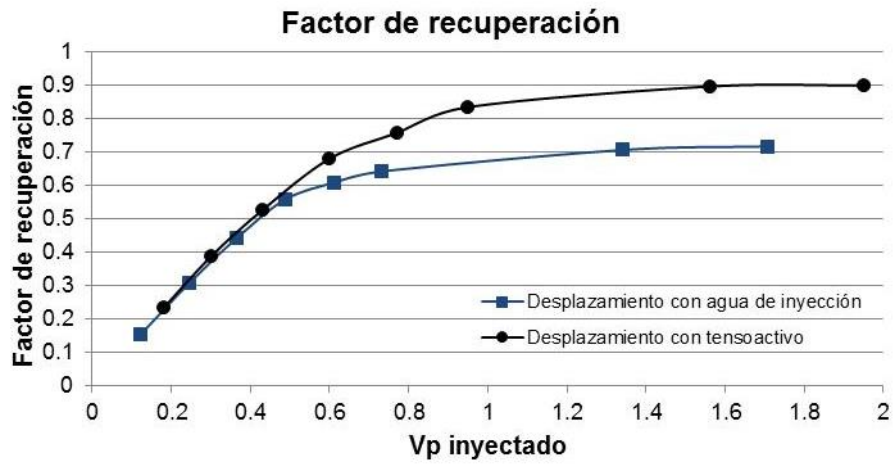


Figura 6.23 Factor de recuperación con desplazamiento con agua de inyección y tensoactivo





## **7. Conclusiones/recomendaciones.**

Poza Rica es un campo maduro el cual ha sido explotado por recuperación primaria y secundaria, sin embargo bajo las condiciones actuales de explotación, la producción de petróleo ha disminuido de manera considerable, mientras que la producción de agua ha incrementado, por tanto fue necesario buscar un método de recuperación mejorada que permitiera incrementar la producción de petróleo y disminuir la producción de agua.

Como se describió en la introducción, esta investigación buscó identificar un método de recuperación mejorada aplicable al campo Poza Rica, tomando en cuenta las características del yacimiento e instalaciones superficiales asociadas a la unidad de flujo 4 del Bloque A. Posterior a la selección del método, se buscó a través de una evaluación experimental sustentar la aplicación en base a pruebas con los fluidos del yacimiento.

Considerando las bases y rangos de aplicación de los métodos, así como las características del sistema roca-fluidos del campo de estudio, se definió que los métodos térmicos no son adecuados debido al tipo de petróleo que se tiene el campo. Al analizar la inyección de gas, se identificó que la heterogeneidad del yacimiento puede reducir el petróleo recuperado así como presentar problemas de movilidad en el desplazamiento, considerando las instalaciones superficiales se requeriría la construcción de ductos para el transporte de gas lo que presentaría un riesgo para la población debido a que se encuentra bajo el área urbana.

Debido a que el campo Poza Rica ya cuenta con una red de inyección de agua y con fundamento en las características del sistema roca-fluidos, se puede concluir que los métodos químicos cumplen con los rangos de aplicación, también se considera que los efectos de la heterogeneidad pueden ser mitigados con el uso de polímeros, por lo que la aplicación de productos químicos es la opción más viable como método de recuperación mejorada.

El álcali debido al número ácido obtenido del análisis petróleo, no presenta una generación de tensoactivos naturales importantes y su impacto es mínimo en el cambio de tensión interfacial, además que genera emulsiones de agua en petróleo, por tanto no se considera recomendable su aplicación.

En las pruebas de laboratorio se logró encontrar un tensoactivo que lograra disminuir el valor de tensión interfacial a valores ultrabajos, con lo cual se obtiene un incremento en el número capilar, por tanto se espera incrementar el petróleo recuperado.

Se encontró un polímero resistente a la degradación térmica y de salinidad, con el cual se pretende busca mejorar la eficiencia areal y vertical de desplazamiento, esto es importante debido a que el yacimiento presenta heterogeneidad.

Como un resultado de los experimentos se define que la aplicación del tensoactivo y polímero son compatibles con el agua que se maneja en el campo, por tanto no se requeriría de una planta de tratamiento de agua para migrar de las pruebas de laboratorio a un programa de inyección en una prueba piloto.

## **Recomendaciones**

Durante el desarrollo de esta investigación no se contó con núcleos del campo para realizar las pruebas correspondientes, por tanto, para una investigación futura se pueden realizar las pruebas de los productos químicos identificados en los núcleos y posterior aplicación en prueba piloto para evaluar los efectos del método químico en el yacimiento.

Es importante definir que al inyectar un polímero se incrementará la viscosidad del fluido desplazante, por tanto, se considera que un patrón de arreglo normal de inyección es el más apropiado.

## Nomenclatura

G	Aceleración de la gravedad (cm/s <sup>2</sup> )
$W_{iBT}$	Acumulada de agua inyectada a al surgencia.
$W_{iny}$	Agua inyectada acumulada [bbbl]
h	Altura del líquido [cm]
$\Theta$	Ángulo de contacto
BN	Bombeo neumático
BH	Bombeo hidráulico
BM	Bombeo mecánico
$V_{DP}$	Coeficiente de Dykstra-Parsons [ ]
CL	Coeficiente de Lorenz [ ]
CMC	Concentración micelar crítica
n	Datos totales
$\rho_a$	Densidad del agua [gr/cm <sup>3</sup> ]
$\rho_g$	Densidad del gas [gr/cm <sup>3</sup> ]
$d_b$	Diámetro del glóbulo[cm]
$E_A$	Eficiencia areal de barrido
$E_{ABT}$	Eficiencia de barrido areal a la surgencia
$E_D$	Eficiencia de desplzamiento

$E_{vt}$	Eficiencia vertical de desplazamiento
EV	Eficiencia volumétrica
FR	Factor de recuperación
$B_o$	factor de volumen del petróleo [bbl/STB]
FL	Fluyente
$f_w$	Fracción de agua en el flujo [ ]
$q_w$	Gasto de agua de flujo [bpd]
$q_o$	Gasto de petróleo de flujo [bpd]
$q_t$	Gasto total de flujo [bpd]
Mbpd	miles de barriles por día
MMbbl	Millones de barriles
$N_c$	Número capilar [ ]
ppm	Partes por millón
$k_w$	Permeabilidad efectiva al agua [mD]
$k_o$	Permeabilidad efectiva al petróleo [mD]
$p_b$	Presión de burbuja [psia]
$r$	Radio del capilar [cm]
M	Relación de movilidad
$S_w$	Saturación de agua [fracción]
$S_o$	Saturación de petróleo [fracción]
$S_{oi}$	Saturación inicial de petróleo al inicio del desplazamiento [fracción]

TI	Tensión interfacial
$\sigma_{ga}$	Tensión superficial entre gas y agua [mN/m]
$\sigma_{ow}$	Tensión superficial entre petróleo agua
v	Velocidad [m/s]
$\mu_w$	Viscosidad del agua [cp]
$\mu_o$	Viscosidad del petróleo [cp]
Vp	Volumen de poro [cm <sup>3</sup> ]
Vr	Volumen de roca [cm <sup>3</sup> ]



## Bibliografía

Al-Bahar Mohammad A., et.al. "Evaluation of IOR Potential within Kuwait". SPE , 2004. Págs.9.

Al-Mjeni, Rifaat, et al. "¿Llegó el momento para la tecnología EOR?". *Oilfield Review*. Trad. Oilfield Review. Volumen 22 no.4. Schlumberger, 2011. págs. 20.

Amyx James W., et.al. *Petroleum reservoir engineering physical properties*, United States of America, McGra-Hill, 1960, págs. 610.

Clark, Norman J. *Elements of petroleum reservoirs*. USA, American Institute of Mining, Metallurgical, & Petroleum Engineers, 1969. (Henry L. Doherty series). págs.250.

Dake, L.P. *Fundamentals of reservoir Engineering*. Netherlands, Elsevier, 1978, págs.437.

Donaldson E.C., Chilingarian G.V.y Yen T.F. (Editors) *Enhanced oil recovery, I fundamentals and analyses*. Netherlands, Elsevier, 1985. págs.357 (Collection Developments in Petroleum Science, 17A)

Donaldson E.C., Chilingarian G.V.y Yen T.F. (Editors) *Enhanced oil recovery, II processes and operations*. Netherlands, Elsevier, 1989. págs.591 (Collection: Developments in Petroleum Science, 17B)

Goodlett G.O., et.al. The Role of Screening and Laboratory Flow Studies in EOR Process Evaluation. SPE 1986, págs. 447-465.

Google Earth. Ubicación Poza Rica, Veracruz. México, Google, 2016, en <https://www.google.com.mx/intl/es/earth/>, consultado el 01 de julio de 2016.



- Henson R, et.al. Geologically Based Screening Criteria for Improved Oil Recovery Projects. SPE 2002, págs.1-16.
- Jarrell Perry M., et al., *Practical Aspects of CO<sub>2</sub> Flooding*, Texas, SPE Monograph series 2002, Volume 22, págs. 220.
- Klins Mark A., Carbon dioxide flooding, basic mechanisms and project design. Boston, International Human Resources Development Corporation, 1984. págs.267.
- Kurtd Pennell, Garya . Popeylindam . Abriola. "Influence of Viscous and Buoyancy Forces on the Mobilization of Residual Tetrachloroethylene during Surfactant Flushing" En revista *Environmental Science & Technology*. Vol. 30, N°4, 1996, págs. 1328-1335
- Latil Marcel, et.al. Enhanced oil recovery, Houston Texas, Gulf publishing company, 1980. págs.236.
- Lake W. Larry. Enhanced oil recovery. USA, Prentice-Hall, 1989. págs.550.
- Levitt, David B., et al. "Design of an ASP flood in a High-Temperature, High-Salinity, Low Permeability Carbonate" En revista *International Petroleum Technology Conference*. IPTC 14915. 2011. págs.19.
- M-I L.L.C (2001). "Capítulo 4: Química Básica", En *Drilling Fluids Engineering Manual*. Version 2.0 - 04/2001 - Spanish Version. Houston, M-I L.L.C, pág.4A.1-4A 29.
- Mohammed-Singh L., et. al. "Screening Criteria for Carbon Dioxide Huff 'n' Puff Operations". SPE, Tulsa Oklahoma, 2006. págs. 10.
- Moulin P, Roques H. "Zeta potential measurement of calcium carbonate". *Journal of Colloid and Interface Science* 261 . USA, Elsevier, 2003. págs. 115-126.

- Plank Johann, Bassioni Ghada. " Adsorption of Carboxylate Anions on a CaCO<sub>3</sub> Surface". *En Verlag der Zeitschrift fur Naturforsschung*. Department Chemie, Germany, 2007. págs. 1277-1284.
- PEP. *Campo Poza Rica*, México, Activo de Producción Poza Rica-Altamira, CDE 2012.
- PEP. *Documento representativo y Anuario Estadístico 2006*, México, Pemex exploración y producción Región Norte, 2006, 267p.
- PEP. *Histórico de producción 2014*, México, Activo de Producción Poza Rica-Altamira, 2013.
- PEP. *Reporte de producción del Activo*, México, Activo de Producción Poza Rica-Altamira 2015.
- Ponce María Beatriz y Gambaudo, Sebastian. "Capítulo V, Carbonatos". En *Minerales para la agricultura en Latinoamérica*. Argentina, Universidad de Antofagasta, 2005. págs. 303-424.
- Samaniego Verduco F. Apuntes de clase de mecánica de yacimientos: Clasificación y mecanismos de producción de los yacimientos, Agosto-2013, págs. 9.
- Satter A., Thakur G. C., *Integrated petroleum reservoir management*. Tulsa Oklahoma, PennWell Books, 1994. págs.35.
- Sheng James J. *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery Theory and Practice*. USA, Elsevier, 2011. págs. 617.
- Taber, J.J. y Martin F.F. "Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil". SPE-AIME, 1983, págs. 20.
- Taber, J.J., et.al. *EOR Screening Criteria Revisited-Part 1: Introduction to Screening Criteria an Enhanced Recovery Field Projects*. SPE, 1997, págs. 189-198.

Taber, J.J., et.al .EOR Screening Criteria Revisited-Part 2: Applications and Impact of Oil Prices. SPE, 1997, págs.199-205.

Tarek Ahmed, Reservoir engineering handbook. United States of America, Elsevier, 2006. págs. 1359.

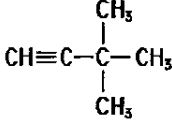
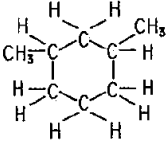
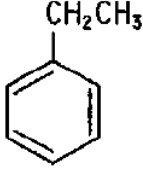
## Apéndices

### A. Series homologas de los hidrocarburos

Se describe a una familia de químicos orgánicos que tiene una estructura molecular similar y propiedades físicas clasificadas.

Tabla A. 1 Clasificación de hidrocarburos

Hidrocarburo		Descripción	Ejemplo
Alifáticos	Alcanos	Tiene una formula general $C_nH_{2n+2}$ , son nombrados por la combinación del prefijo (denota el número de átomos de carbón) y el sufijó "ano", también son llamados hidrocarburos saturados por que los átomos de carbón están unidos a la máxima cantidad de hidrógenos posibles, también son llamadas parafinas de hidrocarburos. Están conformados por cadenas y/o ramificaciones. Su nombre se conforma a través de la nomenclatura IUPAC. Los primeros 4 alcanos son gases, los siguientes 13 son líquidos y después del componente 18 son sólidos a temperatura y presión normal. Químicamente son particularmente no reactivos	$\begin{array}{cccc} & H & H & H & H \\ &   &   &   &   \\ H & -C & -C & -C & -C-H \\ &   &   &   &   \\ & H & H & H & H \end{array}$ <p>n-butane</p>
	Alquenos	También son llamados hidrocarburos no saturados u oleofinos, tienen una formula general $C_nH_{2n}$ , contienen enlaces dobles, para nombrar los alquenos se utilizan los mismos prefijos que los alcanos y la terminación es "eno". El nombre de las estructuras se forma a través de la nomenclatura de IUPAC, los enlaces carbón-carbón no satisfacen la unión de ángulos de $109.5^\circ$ , esto indica que los dobles enlaces tiene menor estabilidad que los enlaces simples siendo más reactivos que los alcanos, la reacción de los alquenos implica la ruptura del doble enlace en enlace simple.	$\begin{array}{ccc} & H & H & H \\ &   &   &   \\ H & -C & -C & =C \\ &   & &   \\ & H & & H \end{array}$ <p>propene (propylene) <math>CH_3-CH=CH_2</math></p>

Hidrocarburo		Descripción	Ejemplo
	Alquinos	El rasgo distintivo de esta estructura es el triple enlace del carbón-carbón, tienen una fórmula general $C_nH_{2n-2}$ , su nombre se construye de manera similar a los alcanos solo se reemplaza el sufijo por "ino", tiene propiedades físicas similares a los alcanos y alquenos pero son los más reactivos siendo químicamente más inestables que los de enlace simple, pero menos inestables que los de doble enlace, las reacciones químicas los llevan a un enlace doble o un enlace simple.	 <p>3,3-dimethyl-1-butyne</p>
	Alifáticos cíclicos	Tiene estructuras en anillo, los ciclo-alcanos también son conocidos como naftenos o ciclo-parafinas, son anillos saturados con una fórmula general $C_nH_{2n}$ , misma fórmula que los alquenos pero la configuración en su estructura difiere completamente, así como sus propiedades físicas y químicas, su nombre se conforma por el prefijo ciclo y el nombre del alcano en función el número de átomos, también pueden ser representados por figuras geométricas.	 <p>1,3-dimethylcyclohexane</p>
Aromáticos		Los aromáticos incluyen el benceno y componentes de comportamiento químico similar a este. El benceno es único con respecto a sus enlaces de carbón-carbón, no siguen la teoría de los enlaces covalentes. El benceno es una molécula plana con 6 átomos de carbón arreglados en un anillo hexagonal, tres enlaces dobles, el ángulo de sus enlaces es de $120^\circ$ , su estructura es muy estable más que la de los enlaces dobles. Tienen olores desagradables, son bastante tóxicos.	 <p>ethylbenzene</p>

## B. Ecuación de flujo fraccional

El desarrollo de la ecuación de flujo fraccional se atribuye a Leverett (1941). Considerando dos fluidos inmiscibles como agua y petróleo el flujo fraccional,  $f_w$  (o cualquier fluido de desplazamiento inmisible), es definida como el gasto de flujo de agua dividido entre el gasto de flujo total. (Tarek, 2006).

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{q_w}{q_w + q_o} \dots\dots\dots(B.1)$$

Considerando flujo en estado estacionario de dos fluidos inmiscibles (petróleo y agua) a través de un medio poroso con un ángulo de inclinación, considerando un sistema homogéneo la ecuación de Darcy puede aplicarse a los dos fluidos, el esquema se muestra en la **Fig.A.1**:

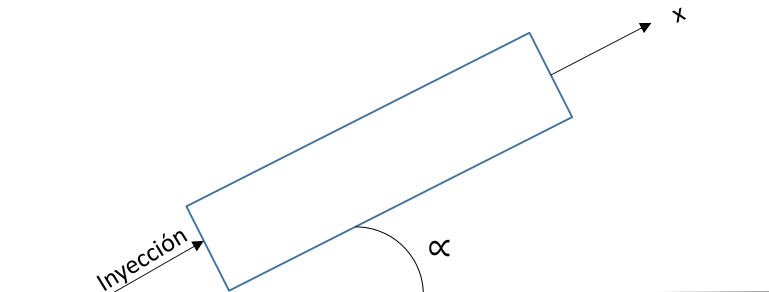


Figura A. 1. Esquema de flujo

Como se observa en la figura anterior, se considera el desplazamiento de petróleo por agua en un bloque inclinado, considerando que tiene un área de sección transversal uniforme "A". La ecuación de Darcy expresada para petróleo y agua se describe a continuación:

$$q_o = -\frac{k_o A}{\mu_o} \left[ \frac{\partial P_o}{\partial x} + g \rho_o \sin(\alpha) \right] \dots\dots\dots(B.2)$$

$$q_w = -\frac{k_w A}{\mu_w} \left[ \frac{\partial P_w}{\partial x} + g \rho_w \sin(\alpha) \right] \dots\dots\dots(B.3)$$

Considerando que la presión capilar  $P_c$  es la diferencia de presión de la fase no mojante menos la mojante, obteniendo la diferencial con respecto a  $x$  (dirección del flujo), nos queda la siguiente ecuación:

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = \frac{\partial P_o}{\partial x} - \frac{\partial P_w}{\partial x} \dots\dots\dots(B.4)$$

Despejando las ecuaciones 2 y 3 en términos de las parciales de la presión

$$\frac{\partial P_o}{\partial x} = -\frac{q_o \mu_o}{k_o A} - g \rho_o \sin(\alpha) \dots\dots\dots(B.5)$$

$$\frac{\partial P_w}{\partial x} = -\frac{q_w \mu_w}{k_w A} - g \rho_w \sin(\alpha) \dots\dots\dots(B.6)$$

Sustituyendo las ecuaciones 5 y 6 en 4, tenemos lo siguiente:

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = -\frac{q_o \mu_o}{k_o A} - g \rho_o \sin(\alpha) - \left( -\frac{q_w \mu_w}{k_w A} - g \rho_w \sin(\alpha) \right) \dots\dots\dots(B.7)$$

Agrupando la ecuación 7 y definiendo que  $\Delta\rho = \rho_w - \rho_o$ , tenemos

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = -\frac{q_o \mu_o}{k_o A} + \frac{q_w \mu_w}{k_w A} + g \rho_w \sin(\alpha) - g \rho_o \sin(\alpha) \dots\dots\dots(B.8)$$

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = -\frac{q_o \mu_o}{k_o A} + \frac{q_w \mu_w}{k_w A} + g \Delta\rho \sin(\alpha) \dots\dots\dots(B.9)$$

Considerando que  $q_t = q_o + q_w$  y despejando en término de gasto de petróleo

$$q_o = q_t - q_w \dots\dots\dots(B.10)$$

Considerando la ecuación 10 en 9, tenemos

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = -\frac{(q_t - q_w)\mu_o}{k_o A} + \frac{q_w \mu_w}{k_w A} + g\Delta\rho \sin(\alpha) \dots\dots\dots(B.11)$$

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = -\frac{q_t \mu_o}{k_o A} + \frac{q_w \mu_o}{k_o A} + \frac{q_w \mu_w}{k_w A} + g\Delta\rho \sin(\alpha) \dots\dots\dots(B.12)$$

Arreglando la ecuación 12

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} - g\Delta\rho \sin(\alpha) = -\frac{q_t \mu_o}{k_o A} + \left(\frac{q_w}{A}\right) \left(\frac{\mu_o}{k_o} + \frac{\mu_w}{k_w}\right) \dots\dots\dots(B.13)$$

Multiplicando la ecuación 13 por  $\frac{k_o A}{q_t \mu_o}$ , tenemos

$$\left(\frac{k_o A}{q_t \mu_o}\right) \left[\frac{\partial P_c}{\partial x} - g\Delta\rho \sin(\alpha)\right] = -1 + \left(\frac{k_o A}{q_t \mu_o}\right) \left(\frac{q_w}{A}\right) \left(\frac{\mu_o}{k_o} + \frac{\mu_w}{k_w}\right) \dots\dots\dots(B.14)$$

Arreglando la ecuación 14

$$\left(\frac{k_o A}{q_t \mu_o}\right) \left[\frac{\partial P_c}{\partial x} - g\Delta\rho \sin(\alpha)\right] = \left(\frac{q_w}{q_t}\right) \left(\frac{k_o}{\mu_o}\right) \left(\frac{\mu_o}{k_o} + \frac{\mu_w}{k_w}\right) - 1 \dots\dots\dots(B.15)$$

$$\left(\frac{k_o A}{q_t \mu_o}\right) \left[\frac{\partial P_c}{\partial x} - g\Delta\rho \sin(\alpha)\right] = \left(\frac{q_w}{q_t}\right) \left(1 + \frac{k_o \mu_w}{\mu_o k_w}\right) - 1 \dots\dots\dots(B.16)$$

$$\left(\frac{q_w}{q_t}\right) \left(1 + \frac{k_o \mu_w}{\mu_o k_w}\right) = \left(\frac{k_o A}{q_t \mu_o}\right) \left[\frac{\partial P_c}{\partial x} - g\Delta\rho \sin(\alpha)\right] + 1 \dots\dots\dots(B.17)$$

Despejando la ecuación 17



$$\left(\frac{q_w}{q_t}\right) = \frac{\left(\frac{k_o A}{q_t \mu_o}\right) \left[\frac{\partial P_c}{\partial x} - g \Delta \rho \sin(\alpha)\right] + 1}{\left(1 + \frac{k_o \mu_w}{\mu_o k_w}\right)} \dots\dots\dots(B.18)$$

Considerando la ecuación 1 y la ecuación 18:

$$f_w = \left(\frac{q_w}{q_t}\right) = \frac{\left(\frac{k_o A}{q_t \mu_o}\right) \left[\frac{\partial P_c}{\partial x} - g \Delta \rho \sin(\alpha)\right] + 1}{\left(1 + \frac{k_o \mu_w}{\mu_o k_w}\right)} \dots\dots\dots(B.19)$$

La ecuación 19 representa el flujo fraccional para el desplazamiento de petróleo por agua en una dimensión.

El efecto del término del gradiente de presión capilar puede ser representado mediante la siguiente expresión

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = \frac{dP_c}{dS_w} \frac{\partial S_w}{\partial x} \dots\dots\dots(B.20)$$

El término de  $\partial P_c / \partial x$ , es siempre positivo por tanto la presencia de este término aumenta el flujo fraccional de agua. . Cuantitativamente, es difícil tener este valor disponible ya que aunque tengamos el valor de la curva de presión capilar, el perfil de saturación de agua es desconocido La distribución de saturación de agua es mostrada en la figura (b), el diagrama muestra que existe un frente de flujo o frente de choque, donde hay una discontinuidad en la saturación de agua que aumenta bruscamente de  $S_{wc}$  a  $S_{wf}$ , la saturación de frente de desplazamiento. En este frente de choque la ec. 19 tiene su máximo valor los derivados del lado derecho, por tanto la  $\partial P_c / \partial x$  también es máxima detrás del frente de desplazamiento hay un aumento gradual en las saturaciones de  $S_{wf}$  hasta el valor máximo de  $1 - S_{or}$ . En

esta región es normalmente considerado que tanto la  $dP_c/dS_w$  y  $\partial S_w/\partial x$  son pequeñas y por tanto puede despreciarse en la ecuación de flujo fraccional. (Dake, 1998)

Además al considerar un desplazamiento horizontal  $\alpha=0$ , por tanto  $\text{Sin}(\alpha)=0$ , la ecuación de flujo fraccional se puede expresar como:

$$f_w = \frac{1}{\left(1 + \frac{k_o \mu_w}{\mu_o k_w}\right)} \dots\dots\dots(B.21)$$