



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.

FACULTAD DE INGENIERÍA.

División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra.

**INYECCIÓN DE POLÍMEROS EN YACIMIENTOS PETROLEROS
COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA.**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

LUIS NORBERTO VELÁZQUEZ BUENO

Director de Tesis:

M.I. José Ángel Gómez Cabrera



Cd. Universitaria, DF

2008



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

SR. LUIS NORBERTO VELÁZQUEZ BUENO
Presente

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-1165

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

**INYECCIÓN DE POLÍMEROS EN YACIMIENTOS PETROLEROS COMO MÉTODO
DE RECUPERACIÓN MEJORADA**

RESUMEN

- I INTRODUCCIÓN**
 - II REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA**
 - III CRITERIOS DE ESCRUTINIO**
 - IV EVALUACIÓN PRELIMINAR**
 - V SIMULACIÓN**
 - VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- REFERENCIAS**

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

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

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

CD. Universitaria, D. F., a 22 de septiembre de 2008

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs

Agradecimientos.

En primer lugar quiero agradecer a mis padres por enseñarme todo lo necesario para lograr triunfar en todo lo que realizo y nunca darme por vencido, por darme todo lo necesario para lograrlo y apoyarme en todo momento.

A mis hermanos por estar en todos los momentos buenos y malos a mi lado, por ser parte de mi vida diaria y siempre brindarme su apoyo, por todos los momentos divertidos que hemos pasado a lo largo de nuestras vidas y por compartir aquellos momentos inolvidables gracias.

A mis abuelos por todo el apoyo que le brindaron a mi familia y a mi, gracias a ustedes también les debo mucho.

A esas personas que considero mis amigos Marilu, David, Ana Lilia, Cesar, Claudia, Erika, Oscar, Mariel, Toño, Susana, Angélica, Lucero, Cinthia, Lulú, gracias por compartir conmigo esos momentos de ocio, todas esas fiestas, las idas al cine, las practicas, vacaciones y descansos y espero que sigan así porque son cosas que no podemos dejar de hacer, gracias.

A ti Claudia y a tu familia un agradecimiento muy especial por el apoyo que me brindaron en aquel desagradable incidente, muchas gracias.

A todos y cada uno de mis profesores por pasarme un poco de su conocimiento y por enseñarme a ser un buen profesionista.

A los ingenieros Chamberlayn Beltrán, Uriel Cedillo y Oscar Peña por su apoyo en la realización del presente trabajo, gracias.

Al M.I. José Ángel Gómez Cabrera por su apoyo y comentarios de mi tesis, gracias.

Inyección de Polímeros en Yacimientos Petroleros Como Método de Recuperación Mejorada.

Índice.

ÍNDICE.....	IV
LISTA DE TABLAS.....	VII
LISTA DE FIGURAS.....	VIII
NOMENCLATURA.....	X
RESUMEN.....	1
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	3
1.1 ETAPAS DE RECUPERACIÓN DE ACEITE.....	3
1.1.1 <i>Recuperación Primaria</i>	3
1.1.2 <i>Recuperación Mejorada</i>	4
1.2 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE.....	6
1.2.1 <i>Inyección de Gas Miscible</i>	7
1.2.2 <i>Procesos Térmicos de Inyección</i>	8
1.2.3 <i>Inyección de Químicos</i>	8
1.3 ESCENARIO ACTUAL DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA.....	9
1.3.1 <i>Escenario Actual e Impacto de la Inyección de Polímeros en el Mundo</i>	12
1.4 PASOS PARA LA SELECCIÓN E IMPLEMENTACIÓN DEL MEJOR MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA UN CAMPO DADO.....	16
CAPÍTULO 2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	20
2.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS.....	20
2.1.1 <i>Definición de Polímero</i>	20
2.1.2 <i>Definición de Solución Polimérica</i>	20
2.1.3 <i>Síntesis de Polímeros</i>	22
2.1.4 <i>Determinación de su Estructura</i>	22
2.1.5 <i>Relación Entre la Estructura y sus Propiedades</i>	23
2.1.6 <i>Aplicación de los Polímeros en la Industria Petrolera</i>	23
2.2 LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS COMO PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE.....	24
2.2.1 <i>Antecedentes del Proceso</i>	24
2.2.2 <i>Descripción del Proceso</i>	25
2.3 TIPOS DE POLÍMEROS EMPLEADOS EN EL PROCESO DE INYECCIÓN.....	28

Inyección de Polímeros en Yacimientos

Petroleros Como Método de Recuperación Mejorada.

2.3.1	<i>Polímeros Sintéticos.</i>	28
2.3.2	<i>Polímeros Biológicos o Biopolímeros.</i>	29
2.4	PROPIEDADES DE LA SOLUCIÓN POLIMÉRICA.	31
2.4.1	<i>Viscosidad de la Solución Polimérica.</i>	32
2.4.2	<i>Peso Molecular de la Solución Polimérica.</i>	35
2.5	ESTABILIZACIÓN DEL POLÍMERO.	35
2.5.1	<i>Degradación Química.</i>	36
2.5.2	<i>Degradación Mecánica.</i>	36
2.5.3	<i>Degradación Biológica.</i>	37
2.6	MECANISMOS DE RETENCIÓN DEL POLÍMERO EN EL MEDIO POROSO.	37
2.6.1	<i>Adsorción.</i>	38
2.6.2	<i>Entrampamiento Mecánico.</i>	38
2.6.3	<i>Retención Hidrodinámica.</i>	39
CAPÍTULO 3. CRITERIOS DE ESCRUTINIO.		40
3.1	GUÍAS TÉCNICAS DE ESCRUTINIO PARA LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS.	40
3.2	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO.	42
3.2.1	<i>Densidad Relativa del Aceite.</i>	42
3.2.2	<i>Viscosidad del Aceite.</i>	43
3.2.3	<i>Relación de Movilidad.</i>	44
3.2.4	<i>Relación Agua-Aceite.</i>	45
3.2.5	<i>Salinidad del Agua.</i>	46
3.3	PROPIEDADES DE LA ROCA Y DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS.	47
3.3.1	<i>Permeabilidad.</i>	48
3.3.2	<i>Porosidad.</i>	50
3.3.3	<i>Tipo de Formación.</i>	51
3.3.4	<i>Presencia de Rocas Minerales.</i>	51
3.3.5	<i>Saturación de Fluidos.</i>	52
3.3.6	<i>Mojabilidad.</i>	53
3.3.7	<i>Tensión Interfacial.</i>	56
3.4	CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO.	56
3.4.1	<i>Profundidad, Presión y Temperatura.</i>	57
3.5	CARACTERÍSTICAS DEL POLÍMERO.	58
3.5.1	<i>Tipo de Polímero.</i>	59
3.5.2	<i>Concentración del Bache de Polímero.</i>	60
3.5.3	<i>Tamaño del Bache de Polímero.</i>	60
3.5.4	<i>Adsorción del Polímero.</i>	61

Inyección de Polímeros en Yacimientos

Petroleros Como Método de Recuperación Mejorada.

3.5.5	<i>Viscosidad del Polímero.</i>	62
3.5.6	<i>Factor de Resistencia.</i>	64
3.5.7	<i>Factor de Resistencia Residual.</i>	64
3.6	OTROS ASPECTOS.	65
3.6.1	<i>Etapa de Recuperación de Aceite.</i>	65
3.7	PRUEBAS DE CAMPO.	65
3.7.1	<i>Pruebas Convencionales.</i>	67
3.7.2	<i>Análisis Especiales de Núcleos.</i>	67
CAPÍTULO 4. EVALUACIÓN PRELIMINAR.		70
4.1	EVALUACIÓN DE LABORATORIO.	70
4.1.1	<i>Compatibilidad del Polímero (Pruebas de Escrutinio de Polímeros).</i>	71
4.1.2	<i>Inyección de Polímeros en Núcleos.</i>	73
4.1.3	<i>Experimentos de Desplazamiento de Aceite con Polímeros.</i>	75
4.2	EVALUACIÓN MEDIANTE EL USO DE MODELOS ANALÍTICOS.	76
4.2.1	<i>Ecuación General del Flujo Fraccional.</i>	76
4.2.2	<i>Teoría de Buckley y Leverett para Inyección de Agua.</i>	82
4.2.3	<i>Teoría del Flujo Fraccional en la Inyección de Polímeros.</i>	91
4.2.4	<i>Aplicación de la Teoría del Flujo Fraccional de la Inyección de Polímeros.</i>	97
CAPÍTULO 5. SIMULACIÓN.		105
5.1	SIMULACIÓN MATEMÁTICA DE LA PRUEBA PILOTO DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS.	107
5.1.1	<i>Objetivos de la Simulación en la Inyección de Polímeros.</i>	108
5.2	ETAPAS EN EL PROGRAMA DE SIMULACIÓN DEL PROCESO.	109
5.2.1	<i>Evaluación Preeliminar en 2-D.</i>	109
5.2.2	<i>Mejoramiento de la Historia de la Inyección de Agua.</i>	111
5.2.3	<i>Simulación de la Prueba Piloto de la Inyección del Polímero.</i>	111
5.3	ANTECEDENTES EN LA SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS.	114
5.4	MODELO MATEMÁTICO PARA LA SIMULACIÓN DEL PROCESO.	116
5.4.1	<i>Obtención de la Ecuación General de Flujo en un Medio Poroso.</i>	117
5.4.2	<i>Transporte de un Polímero en un Medio Poroso.</i>	121
5.4.3	<i>Desarrollo del Modelo Para la Simulación de la Inyección de Polímeros.</i>	126
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.		133
REFERENCIAS.		136

Inyección de Polímeros en Yacimientos Petroleros Como Método de Recuperación Mejorada.

Lista de Tablas.

<i>Tabla 1.1</i> Proyectos de Campo con Inyección de Polímeros. ⁵⁵	15
<i>Tabla 3.1</i> Guía Técnica de Escrutinio Para la Inyección de Polímeros.....	41
<i>Tabla 3.2</i> Lista de Datos Necesarios Para Completar un Análisis de Campo. ⁶¹	66
<i>Tabla 3.3</i> Caracterización del Aceite del Yacimiento Para Métodos de Recuperación Mejorada de Aceite (Inyección de Polímeros). ²⁵	68
<i>Tabla 3.4</i> Caracterización del Agua del Yacimiento Para Métodos de Recuperación Mejorada de Aceite (Inyección de Polímeros). ²⁵	69
<i>Tabla 3.5</i> Caracterización de la Roca y Sistema Roca-Fluidos Para Procesos de Recuperación Mejorada de Aceite (Inyección de Polímeros). ²⁵	69
<i>Tabla 4.1</i> Datos de un Yacimiento Para la Aplicación del Desplazamiento de Aceite con Polímeros, a Partir del Modelo de Pope. ⁵²	98
<i>Tabla 4.2</i> Valores de las Permeabilidades Relativas del Agua y Aceite a Distintos Valores de Saturación de Agua (S_w).....	99
<i>Tabla 4.3</i> Permeabilidad Relativa al Agua Antes y Después de la Inyección del Polímero.	99
<i>Tabla 4.4</i> Relación de Movilidad del Agua Antes y Después de la Inyección del Polímero.	100
<i>Tabla 4.5</i> Valores del Flujo Fraccional del Agua y la Solución Polimérica a una Saturación de Agua S_w	101
<i>Tabla 4.6</i> Posiciones del Frente de la Solución Polimérica y de Agua a Distintos Tiempos.	103

Inyección de Polímeros en Yacimientos Petroleros Como Método de Recuperación Mejorada.

Lista de Figuras.

<i>Figura 1.1</i> Métodos de Recuperación Primaria y Mejorada.....	6
<i>Figura 1.2</i> Calificación Técnica Para los Procesos de RM. ⁵⁶	12
<i>Figura 1.3</i> Costo y Factor de Recuperación de los Principales Métodos de RM. ²⁴	14
<i>Figura 1.4</i> Pasos Para la Evaluación de la Aplicación de un Método de Recuperación Mejorada a Nivel de Campo. ²⁵	18
<i>Figura 2.1</i> Clasificación de los Polímeros de Acuerdo a su Estructura y al Tipo de Monómeros que los Forman. ¹⁹	21
<i>Figura 2.2</i> Descripción de la Inyección de Polímeros. ⁶¹	26
<i>Figura 2.3</i> Diferencias en el Barrido Antes y Después de la Inyección de Polímeros. ¹⁸	27
<i>Figura 2.4</i> Estructura Primaria de una Poliacrilamida Normal y una Parcialmente Hidrolizada. ⁵²	29
<i>Figura 2.5</i> Estructura Primaria del Xanthan. ⁵²	30
<i>Figura 2.6</i> Principios Estructurales Para Polímeros en Solución Acuosa. ¹⁹	32
<i>Figura 2.7</i> Evaluación de la Viscosidad Intrínseca para una Solución de una Poliacrilamida. ⁵²	34
<i>Figura 2.8</i> Esquema de los Mecanismos de Retención del Polímero en el Medio Poroso. ⁵²	38
<i>Figura 3.1</i> Efectos de la Viscosidad del Aceite en la Recuperación de Aceite. ¹	44
<i>Figura 3.2</i> Efectos de la Relación de Movilidad en la Recuperación de Aceite. ³⁷	45
<i>Figura 3.3</i> Efecto de la Salinidad Sobre la Viscosidad de una Solución Polimérica de HPAM. ¹⁸	47
<i>Figura 3.4</i> Efectos de la Permeabilidad en la Recuperación de Aceite. ¹	49
<i>Figura 3.5</i> Efectos de la Permeabilidad en la Presión de Inyección. ¹	49
<i>Figura 3.6</i> Efectos de la Saturación de Agua Inicial Sobre la Recuperación de Aceite. ¹	53
<i>Figura 3.7</i> Ilustración de la Mojabilidad. ²	54
<i>Figura 3.8</i> Ilustración de la Mojabilidad en el Medio Poroso. ³⁵	54
<i>Figura 3.9</i> Desplazamiento de Aceite con Agua en un Sistema Mojado por Aceite. ³⁵	55
<i>Figura 3.10</i> Desplazamiento de Aceite con Agua en un Sistema Mojado por Agua. ³⁵	55
<i>Figura 3.11</i> Ilustración de la Tensión Interfacial. ²	56
<i>Figura 3.12</i> Comportamiento de la Viscosidad del Polímero con Respecto a la Temperatura. ⁵²	57
<i>Figura 3.13</i> Tiempo de Vida de un Polímero con Respecto a la Temperatura. ⁵²	58
<i>Figura 3.14</i> Efectos del Tamaño del Bache de la Solución Polimérica en la Recuperación de Aceite. ¹	61
<i>Figura 3.15</i> Efectos de la Adsorción del Polímero en la Recuperación de Aceite. ¹	62
<i>Figura 3.16</i> Relación Entre la Viscosidad y la Concentración del Polímero. ⁵²	63
<i>Figura 3.17</i> Efectos de la Viscosidad del Polímero en la Recuperación de Aceite. ¹	63
<i>Figura 3.18</i> Ilustración del Factor de Resistencia Residual. ³⁷	65
<i>Figura 4.1</i> Grafica de Flujo Fraccional vs Saturación de Agua. ³⁵	81
<i>Figura 4.2</i> Ilustración del Cuerpo Poroso, Homogéneo.....	83

Inyección de Polímeros en Yacimientos Petroleros Como Método de Recuperación Mejorada.

<i>Figura 4.3</i> Grafica de la Razón de Permeabilidades Relativas Como Función de la Saturación de Agua en Papel Semi-Logarítmico	85
<i>Figura 4.4</i> Saturación en el Frente de Desplazamiento y la Saturación Media Detrás del Mismo. ³⁵	88
<i>Figura 4.5</i> Frente de Saturación de Agua en un Flujo Lineal de Polímeros. ⁴⁴	92
<i>Figura 4.6</i> Isoterma de la Adsorción del Polímero. ⁵²	95
<i>Figura 4.7</i> Curva de Flujo Fraccional para el Agua y Solución Polimérica. ⁴⁴	96
<i>Figura 4.8</i> Curvas de Flujo Fraccional del Agua y la Solución Polimérica a Distintas Saturaciones de Agua S_w	102
<i>Figura 4.9</i> Tangentes a las Curvas de Flujo Fraccional.	102
<i>Figura 4.10</i> Perfil de Saturación de Agua Después de 400 Días de Inyección.	104
<i>Figura 5.1</i> Clasificación General de los Simuladores de Yacimientos. ⁴²	106
<i>Figura 5.2</i> Volumen de Control Elemental. ⁴²	118
<i>Figura 5.3</i> Esquema de la Notación Empleada en la Discretización por Diferencias Finitas del Desplazamiento de Dos Fases en 1-D. ⁵²	128

Inyección de Polímeros en Yacimientos Petroleros Como Método de Recuperación Mejorada.

Nomenclatura.

A : Área transversal.	k_{wi} : Permeabilidad al agua antes de la inyección del polímero.
A_1 : Constante del coeficiente de dispersión.	k_{wd} : Permeabilidad al agua después de la inyección del polímero.
b : Constante del coeficiente de dispersión.	k_d : Permeabilidad al desplazante.
B_o : Factor de volumen del aceite.	k_{rw} : Permeabilidad relativa al agua.
c_r : Compresibilidad de la roca.	k_{ro} : Permeabilidad relativa al aceite.
C : Concentración del polímero.	k_{rf} : Permeabilidad relativa al fluido.
C_a : Concentración adsorbida.	K_H : Constante de Huggins.
D : Coeficiente de dispersión.	K_K : Constante de Kraemer.
D_r : Termino de retardación.	L : Distancia desde el pozo inyector.
D_0 : Termino difusión molecular.	m : Masa.
f : Fracción de poros accesibles.	M : Relación de movilidad.
f_d : Flujo fraccional del desplazante.	M_i : Relación de movilidad antes de la inyección del polímero.
f_w : Flujo fraccional del agua.	M_d : Relación de movilidad después de la inyección del polímero.
f_o : Flujo fraccional del aceite.	M_v : Peso molecular viscosimétrico.
f_p : Flujo fraccional del polímero.	N : Volumen original de aceite.
F_{Ret} : Factor de retardación.	N_p : Recuperación de aceite.
g : Gravedad.	P_c : Presión capilar.
k : Permeabilidad absoluta.	q_t : Gasto total.
k_o : Permeabilidad al aceite.	q_d : Gasto del fluido desplazante.
k_p : Permeabilidad al polímero.	q_o : Gasto de aceite.
k_w : Permeabilidad al agua.	
k_f : Permeabilidad al fluido.	

Inyección de Polímeros en Yacimientos

Petroleros Como Método de Recuperación Mejorada.

q_w : Gasto de agua.	γ_f : Densidad relativa del fluido.
q_m : Gasto másico.	η : Viscosidad de la solución polimérica.
R_f : Factor de resistencia.	η_{inh} : Viscosidad inherente.
R_{rf} : Factor de resistencia residual.	η_p : Viscosidad del disolvente puro.
R_v : Relación entre la viscosidad del polímero y el agua.	η_r : Viscosidad relativa del polímero.
$R(c)$: Reacciones químicas que degradan un polímero.	η_{red} : Viscosidad reducida.
S_w : Saturación de agua.	η_{sp} : Viscosidad específica.
S_o : Saturación de aceite.	$[\eta]$: Viscosidad intrínseca.
S_{wc} : Saturación de agua congénita.	$\eta(C, v_w)$: Viscosidad aparente.
S_{or} : Saturación de aceite residual.	λ_o : Movilidad del aceite.
S_f : Saturación de un fluido.	λ_p : Movilidad del polímero.
t : Tiempo.	λ_w : Movilidad del agua.
T : Transmisibilidad total.	λ_f : Movilidad de un fluido.
v : Velocidad de inyección.	λ_t : Movilidad total en un sistema.
v_p : Promedio de la velocidad intersticial.	μ : Viscosidad.
v_w : Velocidad de la fase acuosa.	μ_o : Viscosidad del aceite.
V_p : Volumen poroso.	μ_p : Viscosidad del polímero.
x : Posición del frente.	μ_w : Viscosidad del agua.
$^\circ API$: Grados api.	μ_d : Viscosidad del desplazante.
α : Ángulo de echado.	μ_f : Viscosidad de un fluido.
ε : Constante de la viscosidad efectiva.	μ_{eff} : Viscosidad efectiva de la mezcla del polímero y el agua.
γ : Densidad relativa.	ρ : Densidad.
γ_d : Densidad relativa del desplazante.	ρ_r : Densidad de la roca.
γ_o : Densidad relativa del aceite.	ϕ : Porosidad.
	ϕ_E : Porosidad efectiva.

Inyección de Polímeros en Yacimientos Petroleros Como Método de Recuperación Mejorada.

χ : Constante en la adsorción lineal.

Δt : Incremento en el tiempo.

Γ : Cantidad de polímero adsorbido.

Δx : Incremento en la posición x.

Resumen.

El presente trabajo es una recopilación bibliográfica de la información para llevar a cabo la aplicación de la inyección de polímeros como método de recuperación mejorada de aceite.

El primer capítulo es una introducción al tema, en el cual se expone el por qué es una necesidad actual la aplicación de los procesos de recuperación mejorada para obtener una mayor cantidad de aceite de un yacimiento, dándole una especial atención a la inyección de químicos y aún más a la inyección de polímeros, resaltando sus ventajas sobre los demás procesos de recuperación de aceite, concluyendo con un enfoque general de los pasos que son necesarios para implementar cualquier proceso de este tipo a nivel de campo, para asegurar que este tendrá una mayor posibilidad de éxito.

En el segundo capítulo se trata a lo que involucra a la inyección de polímeros, empezando por definir conceptos para entender mejor al proceso. Se abordan los antecedentes del mismo y una descripción detallada de la forma en que actúa éste para desplazar al aceite. Al mismo tiempo se tratan las características y propiedades de una solución polimérica para entender como ésta ayuda al desplazamiento de una mayor cantidad de aceite.

En el tercer capítulo se inicia con los criterios de escrutinio que es el primer paso para la selección de cualquier método de recuperación mejorada de aceite, dándole el enfoque a la inyección de polímeros, en este capítulo se trata el por qué este escrutinio de cualquier yacimiento candidato a aplicarse este proceso es necesario, dando los rangos de valores de las propiedades de los fluidos y del sistema roca-fluidos que deben tener los yacimientos candidatos, pasando después a tratar el por qué tomar en cuenta estos rangos es necesario, es decir se trata el cómo afecta cada una de estas propiedades al proceso de inyección de polímeros.

En el capítulo cuatro, llamado evaluación preliminar, se mencionan los análisis de laboratorio que se realizan una vez que un yacimiento ha pasado por la etapa de escrutinio, en esta etapa se trata de encontrar el tipo de polímero que tendrá el mejor desempeño a nivel de campo, determinado las propiedades óptimas para lograrlo, al mismo tiempo se habla un poco de la evaluación del proceso a nivel de laboratorio y a nivel matemático a partir de la teoría del flujo fraccional en un medio poroso.

En el capítulo cinco denominado simulación, se menciona lo relacionado a la simulación matemática de lo que será la prueba piloto del proceso, se habla de las etapas dentro de ésta y se describen los objetivos de tener esta simulación previa a la aplicación a nivel de campo a través de una prueba piloto. También se desarrolla un modelo matemático para entender a partir de que se realiza la simulación numérica del procesos en este etapa.

Para terminar se presentan las conclusiones y recomendaciones del trabajo, tomando en cuenta lo más relevante de cada capítulo.

Capítulo 1. Introducción.

Desde los inicios del siglo XX se ha reconocido la ineficiencia de los procesos primarios de recuperación de petróleo. Posteriormente, con el advenimiento y amplia aplicación de la inyección de agua como el medio de aumentar la cantidad de petróleo recuperable de los yacimientos, se hizo evidente la relativa ineficiencia del proceso. Desde entonces, se han buscado procesos que permitan incrementar la recuperación final de petróleo, buscando vencer los factores adversos que producen bajas eficiencias de desplazamiento.

En este capítulo se tratará un poco esta problemática, el por qué resulta una necesidad de la industria petrolera actual el implementar los métodos de recuperación mejorada de aceite en campos maduros. Y se tratará a detalle las ventajas que tiene la inyección de polímeros sobre los demás métodos de recuperación y al mismo tiempo se empiezan a tratar los pasos para llegar a la aplicación de este tipo de procesos a nivel de campo para tener una mayor posibilidad de éxito.

1.1 Etapas de Recuperación de Aceite.

Las etapas de recuperación de aceite se han dividido en tres categorías principales, recuperación primaria, RP, recuperación secundaria, RS, y recuperación terciaria, RT, dependiendo del tiempo en que se implementan en algún yacimiento de aceite. Sin embargo actualmente a la extracción de aceite después de la etapa de recuperación primaria; que se da al suplir la energía natural del yacimiento, se le conoce como recuperación mejorada de aceite, RM, ésta involucra tanto a los procesos de recuperación secundaria como a los de recuperación terciaria.⁵³

1.1.1 Recuperación Primaria.

En la etapa de recuperación primaria, el aceite y gas se producen mediante la presión natural del yacimiento y las fuerzas de empuje de los fluidos del mismo. Esta etapa se aplica al inicio de producción del yacimiento en la cual su energía natural hace producir al mismo.

Esta energía natural de un yacimiento es una combinación de distintos mecanismos físicos como:

- Empuje del agua del yacimiento, donde las capas de agua debajo de la columna de aceite en el yacimiento suben y esto desplaza al aceite hacia los pozos productores.
- Empuje del casquete de gas, el cual se da gracias a la expansión del gas natural en la cima del yacimiento, desplazando con esto al aceite en dirección a los pozos productores.
- Empuje del gas disuelto, a partir del resultado de la expansión del gas que se encuentra originalmente disuelto en el aceite del yacimiento.
- Drene gravitacional, resultado del movimiento de aceite de las partes altas a otras mas bajas por fuerzas gravitacionales produciendo un empuje a los pozos productores.

El período de recuperación primaria tiene una duración variable, pero casi siempre es llevada a cabo, ya que permite recoger numerosa información sobre el comportamiento del yacimiento, la cual es de primera importancia para la planificación de la explotación posterior.

La recuperación primaria se termina cuando la presión del yacimiento ha bajado demasiado, o cuando se están produciendo cantidades demasiado importantes de otros fluidos (gas, agua).

La recuperación primaria de aceite nos da un factor de recuperación cercano al 10% del aceite inicial en el lugar (AIL).

Así, siendo este factor de recuperación de aceite muy pequeño (apenas de 1/10 parte del aceite total del yacimiento), al bajar la presión natural del yacimiento, se trata de extender la energía del mismo y con esto el factor de recuperación de aceite, pasando a otra etapa de recuperación.

1.1.2 Recuperación Mejorada.

Cuando la etapa de recuperación primaria llega a un punto en el cual no resulta rentable, la recuperación mejorada se aplica a un campo para recuperar el aceite y gas residual. Esta

etapa se produce a partir de un abastecimiento externo de energía al yacimiento en forma de inyección de fluidos al mismo, para incrementar la presión del yacimiento, ayudando a reestablecer o reemplazar la energía natural de desplazamiento a partir de una energía artificial.

Actualmente dentro de esta etapa de recuperación se consideran a los procesos secundarios y procesos terciarios de recuperación.

Procesos Secundarios.

Esta etapa es llevada a cabo por la inyección de un fluido al yacimiento mediante un cierto número de pozos inyectoros para mantener la presión del mismo. Típicamente esto es llevado a cabo mediante una inyección de agua sin embargo otra forma de mantenimiento de la presión del yacimiento es mediante la inyección de gas con el mismo propósito.

El factor de recuperación que nos dejan este tipo de procesos está entre el 30 y 40% del aceite inicial en el lugar (AIL). Esta recuperación de aceite obtenida por medio de estos procesos es limitada debido a tres factores:

- Estratificación de la permeabilidad, segregación gravitacional y un área barrida incompleta, da como resultado un volumen barrido del yacimiento menor al 100%.
- El aceite desplazado del volumen barrido del yacimiento no capturado por los pozos productores, que va a rocas que fueron parcialmente vaciadas de fluidos en la etapa primaria.
- Estructura porosa de la roca, debido a extremos muertos en los poros, los cuales se saturan altamente con aceite debido a la inmiscibilidad entre el agua y el aceite, resultando en un desplazamiento incompleto del aceite en la roca que ha sido barrida por los fluidos de inyección.

Procesos Terciarios.

Teniendo un promedio del factor de recuperación de aceite entre 30 y 50% del aceite inicial en el lugar después de la etapa primaria y la aplicación de procesos secundarios de recuperación, nos lleva a la aplicación de los procesos terciarios para obtener una mayor cantidad de aceite. Estos procesos se aplican a yacimientos en los cuales la saturación de

aceite residual es mayor al 50% dejada después de la recuperación primaria y procesos secundarios, en caso de haberse llevado a cabo.

Las técnicas terciarias de recuperación son llevadas a cabo hacia el fin de vida de un yacimiento de aceite para producir los fluidos que no se recuperaron en la etapa primaria y secundaria. Esto se logra a partir de la inyección de químicos, espumas o gases al yacimiento, con el fin de alterar las características de flujo del aceite y la interacción roca-fluidos del yacimiento.

Cabe mencionar que actualmente estas técnicas se aplican incluso a campos que no pasaron por procesos secundarios de recuperación.

A partir de la aplicación de estas técnicas se puede obtener un factor de recuperación de hasta del 30% del aceite inicial en el lugar (AIL), dando con esto una recuperación de aceite de hasta un 80% del AIL.

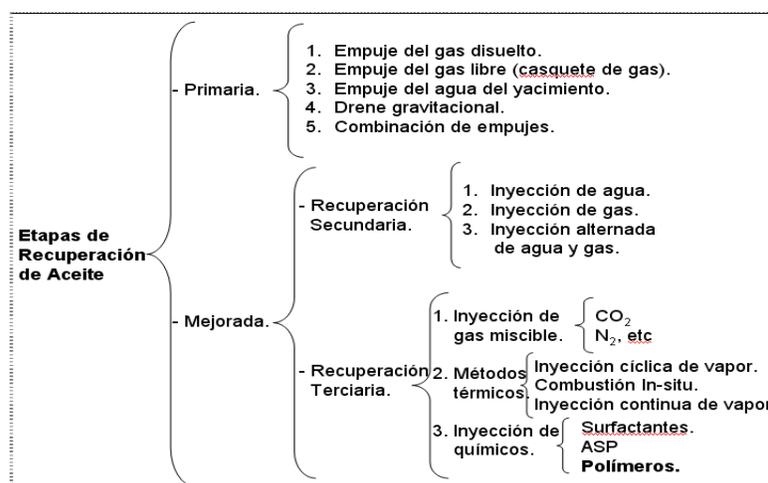


Figura 1.1 Métodos de Recuperación Primaria y Mejorada.

En la figura 1.1 se puede apreciar un resumen de lo que son las distintas etapas de recuperación de aceite por las que pasa un yacimiento, y los métodos de recuperación de aceite en cada una de estas etapas.

1.2 Métodos de Recuperación Mejorada de Aceite.

La recuperación mejorada de aceite involucra la inyección de un fluido o fluidos al yacimiento que regularmente no están presentes en éste. Los fluidos inyectados deben ser

capaces de: complementar la energía natural del yacimiento, interactuar con el sistema roca-aceite reduciendo la tensión interfacial, inducir una alteración de la mojabilidad y movilizar las gotas de aceite atrapadas por las fuerzas capilares, todo esto para crear condiciones favorables para el desplazamiento del aceite a los pozos productores. Por tanto la RM involucra tanto a la inyección de agua como a los procesos terciarios de recuperación de aceite.

Esto se establece incrementando tanto la eficiencia microscópica de barrido a nivel de poro, como la eficiencia macroscópica de barrido afectando el mayor volumen del yacimiento posible.

Las interacciones físicas y químicas que ocurren entre los fluidos desplazante y desplazado que beneficia la eficiencia del desplazamiento microscópico son: la miscibilidad entre fluidos, la reducción de la fuerza interfacial entre fluidos, la expansión del aceite y la reducción de la viscosidad del aceite.

La eficiencia del desplazamiento macroscópico puede mejorarse manteniendo: una movilidad favorable entre los fluidos y una gran diferencia de densidades de los fluidos desplazante y desplazado.

Un proceso de recuperación mejorada de aceite ideal es aquel en el cual el fluido desplazante logra: remover todo el aceite de los poros contactados por el fluido, contactar el volumen total del yacimiento, desplazar al aceite a los pozos productores y mantener una relación de movilidad favorable entre fluidos.

Actualmente las técnicas de recuperación mejorada de aceite se pueden dividir en tres categorías principales: inyección de gas (CO_2 , N_2 , etc.), métodos térmicos (inyección de vapor, combustión In-Situ, etc.) e inyección de químicos (polímeros, alcalinos, surfactantes, etc.). Cabe mencionar que también existe la inyección de microorganismos la cual puede ser considerada como otro grupo dentro de los métodos de recuperación mejorada.

1.2.1 Inyección de Gas Miscible.

Fluidos tales como nitrógeno, dióxido de carbono, gas natural o gas natural enriquecido que son miscibles con el aceite bajo condiciones favorables de presión, temperatura y composición del aceite, son inyectados al yacimiento para desplazarlo.

La inyección de gas miscible es usada para recuperar aceite de yacimientos en los cuales la presión inicial ha decaído a partir de la producción primaria y procesos de inyección de agua. Este gas es inyectado al yacimiento, forzando al gas del mismo a crear una zona de transición de gas miscible con un frente de componentes ligeros del hidrocarburo que es soluble con el aceite y lo moverá a los pozos productores.

1.2.2 Procesos Térmicos de Inyección.

Los procesos térmicos involucran el uso de vapor y combustión in-situ para la recuperación de aceites pesados.

En una estimulación de vapor cíclica (también conocido como método Huff and Puff), el vapor es inyectado en el pozo de producción durante un periodo específico, se cierra el pozo por un tiempo para permitir al vapor calentar la formación productora alrededor del pozo y entonces el pozo es abierto a producción hasta que el gasto decrezca a un punto en el cual todo el proceso se repite.

La estimulación de vapor es usada para bajar la viscosidad del aceite, este proceso se lleva a cabo con aceites pesados (bajo API).

En una inyección de vapor continua, un vapor a alta temperatura es inyectado al yacimiento para calentar el aceite. El aceite se expande, llega a ser menos viscoso y parcialmente vaporizado permitiendo con esto desplazarse hacia los pozos de producción. La inyección de vapor continua es usada para reducir la viscosidad del aceite y como empuje por el vapor.

El proceso de combustión in-situ se usa para crear energía térmica en el yacimiento, iniciada por oxígeno para crear un frente encendido. Dicho frente se mantiene encendiendo para crear una zona de combustión que se mueve a través de la formación hacia los pozos productores. Los mecanismos de recuperación de la combustión in-situ incluyen la reducción de la viscosidad del aceite, la vaporización de fluidos y el cracking térmico.

1.2.3 Inyección de Químicos.

La inyección de químicos envuelve la inyección de un químico específico como surfactantes y/o polímeros que pueden efectivamente desplazar al aceite reduciendo la

tensión interfacial entre el desplazante y el aceite y cambiando la mojabilidad de la superficie de la roca.

La inyección de alcalinos es un proceso en el cual estos son inyectados en el yacimiento para reaccionar con los ácidos del petróleo y la roca del yacimiento, dando como resultado la formación in-situ de surfactantes que ayudan a soltar al aceite de la roca.

La inyección micellar involucra la inyección de un bache micellar conteniendo una mezcla de surfactantes, co-surfactantes y salmuera de alcohol que mueven al aceite de la formación productora y suelta el aceite entrampado en la roca.

La inyección de polímeros es usada bajo ciertas condiciones de yacimiento para disminuir la movilidad del agua de inyección. Agregando un polímero soluble en agua resultando en un incremento de su viscosidad y decreciendo la permeabilidad relativa al agua causando una baja relación de movilidad agua-aceite. Esto incrementa la eficiencia de la inyección de agua resultando en un aumento de la recuperación de aceite.

Como resumen la inyección de químicos ayuda a:

- Incrementar el número capilar para movilizar el aceite residual.
- Decrecer la relación de movilidad para una mejor eficiencia de barrido.
- Mejorar la eficiencia de barrido en yacimientos muy heterogéneos.

Hasta la fecha el uso de la inyección de químicos es baja debido a los altos costos de los mismos, pero esto puede cambiar gracias a la alza de los precios del petróleo, tal como paso en la época de los 80's donde se llevaron a cabo la mayoría de las aplicaciones de estos procesos.

1.3 Escenario Actual de los Métodos de Recuperación Mejorada.

La industria petrolera se dio cuenta que la recuperación convencional de aceite (recuperación primaria y secundaria) era ineficiente, esto desde inicios del siglo pasado. Desde entonces las investigaciones están conducidas al mejoramiento del desplazamiento y la eficiencia de barrido para una mayor recuperación de aceite, después de las primeras etapas de recuperación.

Actualmente la búsqueda de las reservas de aceite para la energía del mañana, nos ha llevado a nuevas fronteras, esto nos lleva no solo a descubrir nuevas reservas en zonas geográficas inexploradas como: en aguas profundas y las inclemencias del clima del ártico y en áreas desérticas, sino también a recuperar el aceite que no pudo recuperarse en las etapas primaria y secundaria, llevándonos con esto al uso de métodos de recuperación mejorada de aceite como inyección de gas, métodos térmicos, inyección de químicos, etc.

El desarrollo de un campo maduro para incrementar su recuperación de aceite, ha dado el desarrollo de dos estudios los que son: la ingeniería de pozos y la ingeniería de yacimientos, la recuperación mejorada de aceite esta dentro de la ingeniería de yacimientos, en la cual nos enfocaremos.

El promedio del factor de recuperación del mundo actual se estima en un 35%, la recuperación adicional depende de la tecnología disponible, la viabilidad económica y una efectiva estrategia de manejo del yacimiento. Lo que nos lleva a la aplicación de un método de recuperación mejorada de aceite que sea efectivo en un campo con ciertas características petrofísicas y cierto tipo de fluidos.

El potencial de los métodos de recuperación mejorada de aceite radica en varios puntos principales:

- La importancia para el mundo de la producción y consumo de hidrocarburos.
- La importancia de encontrar nuevas formas para incrementar la recuperación de aceite.
- La parte técnica y económica de cada método de recuperación mejorada de aceite.
- El desarrollo de la tecnología de estos métodos enfocada a: la eficiencia de la recuperación de aceite, la eficiencia del proceso, su situación actual contra lo predicho en el laboratorio y costos.

Pero antes de mencionar lo que implican estos métodos, cabe mencionar la principal razón de su importancia, la cual recae en la baja de reservas probadas (principalmente en nuestro país), y al no contar actualmente con reservas capaces de suplirlas, debemos pensar en como obtener el mayor porcentaje posible de las reservas con las que contamos.

Así podemos decir que el reto para los métodos de recuperación mejorada de aceite en el mundo actual esta en competir con la incorporación de nuevas reservas. Lo que nos lleva principalmente a obtener todo ese aceite irrecuperable en las etapas de recuperación primaria y secundaria.

A pesar de llevar más de cuatro décadas desarrollándose los métodos de recuperación mejorada aun están en su infancia, principalmente en nuestro país. Pero a lo largo de este tiempo estos procesos han contribuido a obtener una mayor producción de aceite de varias formas:

- La recuperación de crudos pesados mediante métodos térmicos.
- La inyección de CO_2 , principalmente en Estados Unidos en el oeste de Texas, como gas miscible.
- La aplicación de la inyección de polímeros en el mundo.

Así, podemos hablar de cada uno de los procesos de recuperación mejorada de aceite, y como se han ganado un lugar dentro de la industria gracias al aumento en el porcentaje de recuperación de aceite que han tenido.

La importancia de la economía petrolera no puede ser sobreestimada y los métodos para recuperar aceite serán el punto de desarrollo científico y de ingeniería en los años por venir. Debido a que incluso después de la etapa primaria y secundaria de recuperación, queda bastante aceite remanente en el yacimiento, llegando a ser de hasta 70% del aceite original en algunos yacimientos muy heterogéneos. Lo que lleva a ser un muy buen incentivo para el desarrollo de métodos de recuperación mejorada de aceite para recuperar una porción de este aceite remanente.

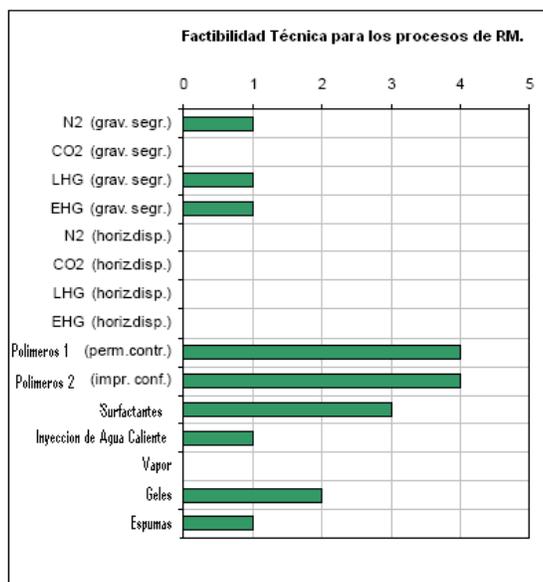


Figura 1.2 Calificación Técnica Para los Procesos de RM.⁵⁶

En la figura 1.2 se puede apreciar la factibilidad técnica para la aplicación de los distintos procesos de recuperación mejorada de aceite, siendo ésta una ventaja de algunos sobre otros.

Diferentes métodos se han diseñado para lograr reducir la saturación residual de aceite. Desde las técnicas de inyección de gas miscible, los métodos térmicos, la inyección de químicos y las técnicas para mejorar los métodos de inyección de agua. Pero este trabajo está enfocado a la inyección de polímeros, entonces se tratará su importancia y el potencial que tiene entre los demás métodos de recuperación mejorada de aceite.

1.3.1 Escenario Actual e Impacto de la Inyección de Polímeros en el Mundo.

Actualmente se puede decir que la inyección de polímeros es un método de recuperación mejorada de aceite que se ha ganado un buen prestigio en el mundo, esto a partir de los resultados obtenidos en los distintos proyectos a nivel mundial en los que ha tenido un éxito rotundo, dando con ello un incremento en la recuperación de aceite de hasta más del 20% del aceite original en el lugar (AIL), un porcentaje mayor que el de la inyección de agua. Esta recuperación es comparable con otros métodos como la inyección de surfactantes pero a un menor costo. Y con estos resultados en campo podemos decir que con este proceso se puede obtener una mayor recuperación de aceite.

La inyección de polímeros se ha aplicado en campo por más de treinta años, pero actualmente se ha demostrado que el proceso no solo mejora la eficiencia de barrido si no también la eficiencia en el desplazamiento microscópico.

Las aplicaciones de campo del proceso demuestran con datos del yacimiento antes y después de la inyección de polímeros que el proceso no solo mejora el volumen barrido del yacimiento, si no también decrece la producción de agua del mismo.

En ciertos casos la aplicación de este proceso en un campo sin haber realizado antes una inyección de agua tradicional trae mejores resultados que los que se esperarían con la inyección de agua.

El éxito técnico y económico de este proceso depende principalmente de la correcta selección del yacimiento, al igual de la selección del polímero a involucrar.

Por muchos años lo que ha detenido parcialmente el desarrollo del proceso son los altos costos de los polímeros, sin embargo actualmente el alza de los precios del petróleo es un buen índice para poder implementarlo a un mayor número de yacimientos.

Así con los resultados positivos de la aplicación en campo de la inyección de polímeros y el nuevo escenario mundial de la industria petrolera, nos muestra con ello un gran potencial de esta tecnología, especialmente en un tiempo marcado por el alza de los precios del petróleo y al mismo tiempo el crecimiento de la conciencia social por el medio ambiente.

Una visión del escenario mundial actual nos muestra los esfuerzos en la búsqueda de nuevas fuentes de energía, sin embargo el petróleo sigue siendo la mayor fuente de energía mundial y su producción alcanza ya los 85 millones de barriles diarios. La demanda de energía a un menor precio y la disponibilidad de fuentes de hidrocarburos ponen al petróleo como la fuente de energía por lo menos por las próximas dos décadas. El petróleo y gas natural juntos constituyen más del 60% del total de energía consumida en el mundo, en México más del 80%, lo que apunta a un crecimiento en los precios de estos en las décadas siguientes.²⁴

Actualmente las reservas de aceite mundial están estimadas en 115 trillones de barriles pero más del 60% están centralizadas en el medio oriente y éstas incrementan a un menor ritmo que el consumo.²⁴

Otro problema que atraviesa la industria petrolera, que nos lleva a la implementación de métodos de recuperación mejorada de aceite, es que muchos campos en el mundo

actualmente son clasificados como campos maduros, es decir su pico en la producción se ha alcanzado y se presenta una declinación en la producción y un incremento en el agua producida. Recordando con estos factores la importancia de la aplicación de un método de recuperación mejorada en estos campos, principalmente como lo es la inyección de polímeros para disminuir la producción de agua, que en este tipo de campos actualmente es una necesidad.

Bajo estas condiciones resulta viable la inyección de polímeros por ser un método de fácil aplicación y por ser uno de los métodos con los costos de aceite adicional más bajos, entre 10 y 20 dll/bbl. Si a esto le sumamos que el incremento de la recuperación de aceite con esta técnica anda del 2 al 20%, siendo atractivo desde este 2% dependiendo del volumen de que se hable.

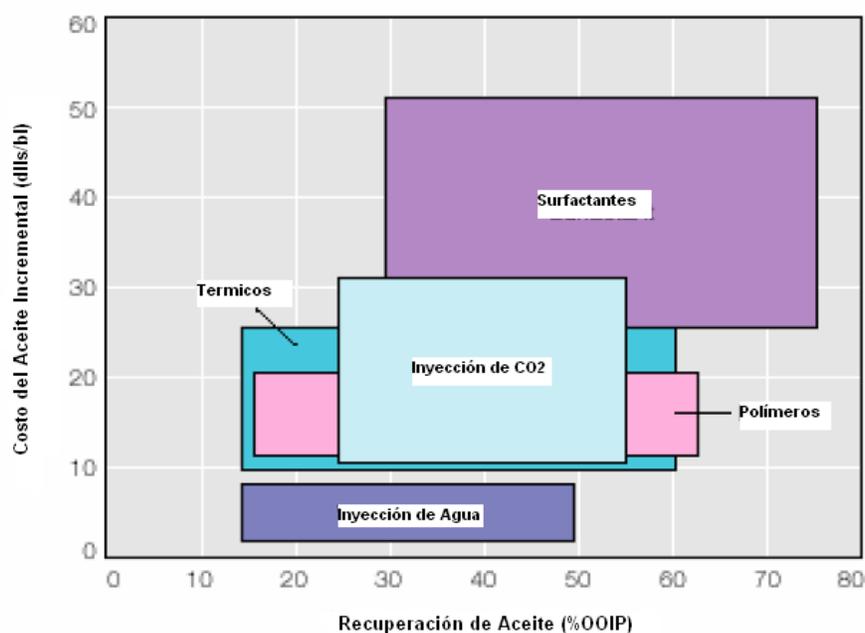


Figura 1.3 Costo y Factor de Recuperación de los Principales Métodos de RM.²⁴

En la figura 1.3 podemos apreciar los costos de varios métodos de recuperación mejorada, y se observa que la inyección de polímeros se encuentra dentro de los procesos con un menor costo comparado con los demás (principalmente la inyección de surfactantes), al igual que es de los que nos da un mayor factor en la recuperación de aceite.

Capítulo 1. Introducción.

En la tabla 1.1 podemos apreciar los proyectos en los cuales se ha aplicado el proceso recientemente; y podemos apreciar la etapa de recuperación, el tipo de formación, el tipo de polímero empleado y la recuperación de aceite que se obtuvo.

Tabla 1.1 Proyectos de Campo con Inyección de Polímeros.⁵⁵

Proyecto.	Etapas de recuperación	Formación.	Tipo de polímero.	Rec. %OOIP.
Taber Manville South	Secundaria	Arenisca	Poliacrilamida	2
Pembina	Secundaria	Arenisca	Poliacrilamida	0
Wilmington	Secundaria	Arenisca	Poliacrilamida	0
East Colinga	Secundaria	Arenisca	Biopolímero	0
Skull Creek South	Secundaria	Arenisca	Poliacrilamida	8
Skull Creek Newcastle	Secundaria	Arenisca	Poliacrilamida	10
Oerrel	Secundaria	Arenisca	Poliacrilamida	23
Hankensbuettel	Secundaria	Arenisca	Poliacrilamida	13
Osasco	Secundaria	Arenisca	Poliacrilamida	7
Vernon	Secundaria	Arenisca	Poliacrilamida	30
Northeast Hallsville	Secundaria	Carbonatos	Poliacrilamida	13
Hamm	Secundaria	Arenisca	Poliacrilamida	9
Sage Spring Cr.Unit A	Secundaria	Arenisca	Poliacrilamida	1.2
West Semlek	Secundaria	Arenisca	Poliacrilamida	5
Stewart Ranch	Secundaria	Arenisca	Poliacrilamida	8
Kummerfeld	Secundaria	Arenisca	Poliacrilamida	6
Huntington Beach	Secundaria	Arenisca	Poliacrilamida	4
North Stanley	Terciaria	Arenisca	Poliacrilamida	1.1
Eliasville Caddo	Terciaria	Carbonatos	Poliacrilamida	1.8
North Burbank	Terciaria	Carbonatos	Poliacrilamida	2.5

Por lo anterior incluyendo los datos presentados en la tabla 1.1 se puede decir que la inyección de polímeros resulta una técnica viable y segura para aplicarse como método de recuperación mejorada de aceite en el mundo actual. Dentro de los métodos de inyección

de químicos la inyección de polímero es considerada una de las mejores opciones y a un menor costo.

1.4 Pasos para la Selección e Implementación del Mejor Método de Recuperación Mejorada para un Campo Dado.

En este punto se tratará la importancia de llevar a cabo un buen estudio para poder aplicar el mejor método de recuperación mejorada de aceite a un campo. Es decir bajo las características que presenta el yacimiento, seleccionar el mejor proceso de recuperación de aceite. Se pretende discutir los pasos para identificar el proceso de inyección que dará los mejores resultados en un campo específico y los estudios que se realizan en esta selección, antes de llegar a la aplicación del proceso a nivel de campo.

Los pasos que constituyen la evaluación de los métodos de recuperación mejorada para aplicación de campo son varios. Estos pasos no solo se llevan a cabo para la aplicación de la inyección de polímeros, también se emplean para el resto de los procesos de recuperación mejorada.

El primer paso a partir de tener un conocimiento básico de las propiedades del yacimiento y de las propiedades de los fluidos, es consultar la guías de escrutinio para juzgar la posibilidad de aplicación de un método específico, de acuerdo con las características y propiedades del yacimiento y los fluidos del mismo que se requieren para la aplicación de un proceso en particular.

Cabe señalar que para tener una mayor información se realizan estudios de caracterización que son importantes para detectar otros factores adversos que puedan perjudicar los procesos de recuperación mejorada de aceite.

Dentro de estos estudios se encuentra, el análisis del agua de formación y el agua inyectada (en caso de haberse llevado a cabo una inyección de agua previa), así como del aceite; es decir se hace una caracterización de los fluidos del yacimiento. Así mismo se realiza una caracterización de la roca para identificar la heterogeneidad a una escala micro y macroscópica, la presencia de poros muertos, la dimensiones de garganta de poro y la tortuosidad que afectaría la distribución del aceite residual. Otro factor importante que debe ser analizado en esta etapa es la interacción roca-fluido, es decir la hinchazón y migración de arcillas, el intercambio iónico, disolución, precipitación, adsorción y

alteraciones de la mojabilidad. Todos estos estudios se dan para entender y predecir efectos indeseables en la aplicación de los procesos de recuperación mejorada de aceite.

En el capítulo tres se hablará a fondo de lo que son las guías técnicas de escrutinio enfocadas al proceso de inyección de polímeros, se tratarán las características y propiedades del yacimiento y de los fluidos que pueden ser adversas en la implementación del proceso a nivel de campo, a su vez se presentarán más a detalle los estudios para obtener los datos necesarios para llevar a cabo un buen escrutinio de los campos para la aplicación de un proceso de recuperación mejorada por medio de la inyección de polímeros.

Una vez que se tiene el método más adecuado para aplicarse a un campo de acuerdo con las guías técnicas de escrutinio, se realizan estudios básicos de laboratorio con los cuales nos podemos dar una idea de si el método resulta ser prometedor. En esta etapa los estudios de laboratorio se realizan específicamente del método que se ha escogido mediante las guías técnicas de escrutinio.

En la inyección de polímeros, todas las pruebas van enfocadas a las propiedades de los polímeros como: la compatibilidad y estabilidad, filtrabilidad y formación de tapones, la preparación de la solución polimérica, la adsorción en el medio poroso y la reología de la solución.

El objetivo de esta etapa es presenciar los fenómenos físicos y químicos que envuelven al flujo de la solución polimérica a través del medio poroso, y con esto seleccionar el polímero más apropiado para la aplicación en campo.

Una vez realizados estos análisis se realizan estudios de flujo en el medio poroso, es decir se introduce un medio semi-realista. Para efectuar estudios de cómo se comportaría el fluido a emplear en el medio poroso. Este tema se tratará en el capítulo cuatro con más detalle.

Una vez realizados los estudios de flujo en el medio poroso, los datos obtenidos de estas pruebas son usadas como variables de entrada para una simulación numérica en la cual podemos emplear muchas otras consideraciones de las propiedades del yacimiento como la heterogeneidad, propiedades que son casi imposible simular a nivel de laboratorio. Este punto se discutirá con mas detalle en el capítulo cinco.

Finalmente para demostrar la viabilidad del proceso se realiza una prueba piloto del mismo, con lo cual entran estudios de campo como el diseño de inyección, el equipo necesario para la inyección y pruebas de inyectabilidad.

Asumiendo que se tuvo éxito desde el nivel de escrutinio hasta la prueba piloto entonces estaremos listos para la aplicación a nivel de campo del proceso. Cabe señalar que el presente trabajo esta enfocado al trabajo de escrutinio, de evaluación de flujo en el medio poroso y a la simulación matemática del proceso antes de la prueba piloto del mismo.

En la figura 1.4 se puede apreciar un breve resumen de los pasos necesarios para evaluar la aplicación de un método de recuperación mejorada a nivel de campo. En la etapa uno se realizan los estudios iniciales para identificar los yacimientos que son buenos candidatos para aplicar una inyección de polímeros. En la etapa dos se da el inicio del proceso de diseño del proyecto, enfocados a la elección del tipo de polímero a emplearse. En la etapa tres se realizan las simulaciones necesarias y una prueba piloto para ver el desempeño del proceso antes de aplicarlo a una escala mayor. Y por ultimo se realiza el desarrollo de campo, mediante la obtención del equipo y químicos necesarios para la aplicación del proceso.

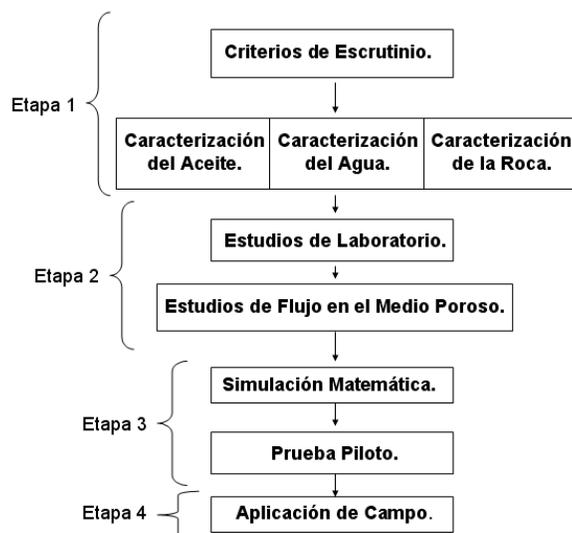


Figura 1.4 Pasos Para la Evaluación de la Aplicación de un Método de Recuperación Mejorada a Nivel de Campo.²⁵

Capítulo 1. Introducción.

En los siguientes capítulos se tratará con mayor detalle algunos de estos pasos, como son los criterios de escrutinio (capítulo tres), el comportamiento de flujo en el medio poroso y estudios de laboratorio (capítulo cuatro) y la simulación matemática (capítulo cinco).

Capítulo 2. Revisión Bibliográfica.

La inyección de polímeros es un proceso, dentro de los métodos de inyección de químicos, empleado para mejorar la eficiencia de barrido mediante el mejoramiento de la relación de movilidad. En este capítulo se tratará un poco la historia de cómo se ha desarrollado el proceso con el paso de los años desde sus inicios, así mismo se hace una descripción detallada de cómo se lleva a cabo y los tipos de polímeros empleados en el mismo, así como el planteamiento de algunos conceptos básicos que nos serán de utilidad para enriquecer el presente trabajo.

2.1 Conceptos Básicos de la Inyección de Polímeros.

2.1.1 Definición de Polímero.

Los polímeros son grandes moléculas que consisten en la repetición de pequeñas unidades llamadas monómeros. De ahí el nombre de poli-meros, o sea muchas partes, las cuales se encuentran enlazadas covalentemente entre si, para formar una gran molécula.

2.1.2 Definición de Solución Polimérica.

Las soluciones de polímeros son, mezclas líquidas de largas cadenas de polímeros y pequeñas moléculas de disolvente. Ellas juegan un papel muy importante en el campo del estudio y la aplicación de polímeros desde dos puntos de vista: en primer lugar las soluciones poliméricas se utilizan para caracterizar la estructura de múltiples polímeros mediante técnicas como viscosimetría, cromatografía de exclusión molecular y dispersión de luz, entre otras. En segundo lugar, los polímeros en solución son utilizados para controlar las propiedades reológicas y la estabilidad de múltiples sistemas comerciales como: pinturas, productos farmacéuticos, alimentos y producción de crudo.

Dependiendo de la estructura química los polímeros pueden ser: solubles en agua, dispersables en agua, solubles en disolventes orgánicos o dispersables en disolventes orgánicos.

Capítulo 2. Revisión Bibliográfica.

Un polímero es soluble en agua cuando posee un número suficiente de grupos hidrófilos a lo largo de la cadena principal o de las cadenas laterales. Estos grupos comprenden principalmente aminas, amidas, grupos carboxilos y grupos sulfónicos. Dentro de los polímeros solubles en agua un grupo muy importante son los polielectrolitos. Estos son polímeros cuyos monómeros pueden perder iones de bajo peso molecular y pasar a ser eléctricamente cargados. Estos iones que se desprenden reciben el nombre de contra iones. Estos polímeros pueden ser clasificados como aniónicos, catiónicos y zwitteriónicos, dependiendo del tipo de carga que se genere sobre la cadena de polímero.

Las propiedades de los polímeros en solución están determinadas por las características estructurales de la cadena macromolecular. La estructura depende de la naturaleza de la unidad repetitiva y en el caso de copolímeros, de la composición y la distribución de los monómeros en la cadena. Las macromoléculas pueden ser lineales o ramificadas y las unidades repetitivas pueden estar arregladas al azar, alternante, en bloque o en injerto (Figura 2.1).

Estructura	Tipos de monómeros que lo forman	
› Lineal	Homopolímeros	
	A-A-A-A-A-A-A	
› Ramificado	Copolímeros A-B (Heteropolímeros)	
	› Al azar	A-A-A-B-B-A-B-A
› Entrecruzado	› Alternado	A-B-A-B-A-B-A-B
	› En bloque	A-A-A-A-B-B-B-B
› Estrella	› Injerto	A-A-A-A-A-A-A B B B
		

Figura 2.1 Clasificación de los Polímeros de Acuerdo a su Estructura y al Tipo de Monómeros que los Forman.¹⁹

2.1.3 Síntesis de Polímeros.

La síntesis de polímeros consiste en unir cientos o miles de unidades de bajo peso molecular. El producto de estas reacciones comúnmente no es homogéneo, consiste en una mezcla de moléculas con diferentes pesos moleculares (con una distribución de pesos moleculares alrededor de una media). Incluso cuando la síntesis implica la unión de unidades monoméricas diferentes, el producto resultante es una mezcla de macromoléculas con una distribución variada de los monómeros en las cadenas de polímero.

Existen principalmente dos métodos para producir polímeros: por condensación y por adición. Las características de los monómeros determinan cuál de ellos utilizar en un cierto proceso. Sin embargo, ambos permiten obtener toda la gama de estructuras poliméricas señaladas en la figura 2.1. La mayoría de los polímeros que se utilizan en soluciones, dispersiones y geles son producidos por reacciones de adición vía radicales libres. Una vez preparados, los polímeros pueden ser modificados mediante reacciones de post-polimerización, como funcionalización y entrecruzamiento.

2.1.4 Determinación de su Estructura.

El conocimiento de la estructura de los polímeros es importante para el entendimiento de sus propiedades. El comportamiento de los polímeros en solución depende: del tipo de los grupos funcionales que forma el polímero, de la manera y la proporción en que dichos grupos funcionales están distribuidos y del peso molecular. Los parámetros usualmente caracterizados son la estructura química de las unidades repetitivas, la fracción molar de monómeros y su distribución de secuencias y el peso molecular. Las propiedades reológicas de la solución, se evalúan usualmente para obtener información acerca del tamaño, forma y el comportamiento de las moléculas en solución.

Los métodos comúnmente utilizados para estudiar la estructura química son: RMN, infrarrojo y análisis elemental. Estas técnicas también se utilizan para determinar la microestructura de los polímeros y la composición de co- y terpolímeros.

Para determinar la composición de polielectrolitos cargados también se pueden emplear técnicas como: la titulación de coloides o titulaciones potenciométricas o conductimétricas. La titulación de coloides es un método volumétrico donde un polielectrolito aniónico o catiónico es titulado con un polielectrolito de carga opuesta. Esta técnica ha sido más

frecuentemente utilizada para determinar la composición de polielectrolitos catiónicos. Las titulaciones potenciométricas o conductimétricas se han utilizado con más frecuencia para determinar el grado de hidrólisis en poliacrilamidas hidrolizadas o el contenido de ácido acrílico en varios copolímeros.

2.1.5 Relación Entre la Estructura y sus Propiedades.

La estructura de los polímeros determina en qué aplicaciones se pueden utilizar. Por ejemplo, si se requiere un polímero viscosificante, éste debe generar un gran volumen hidrodinámico en solución, ya sea por su peso molecular, por repulsiones electrostáticas o por impedimentos estéricos. En el caso de requerir un dispersante, su estructura debe ser de peso molecular moderado y con cargas repartidas apropiadamente para rodear las partículas de arcilla.

En general, al aumentar el peso molecular y/o la concentración del polímero se incrementa la viscosidad de la solución. Sin embargo, cuando se trata de pesos moleculares muy elevados, los polímeros son propensos a la degradación por cizallamiento.

Otro aspecto que debe ser considerado son las interacciones que existen en disolución, ya sean iónicas, estéricas o hidrófobas. Casi siempre, de estas interacciones depende la extensión de la cadena de polímero y, por lo tanto, las propiedades que se le confiera a la disolución.

2.1.6 Aplicación de los Polímeros en la Industria Petrolera.

Los polímeros solubles en agua, tales como carboximetilcelulosa, goma xantano, poliacrilamidas y poliacrilamidas modificadas, son utilizados como aditivos en muchas etapas del proceso de perforación, producción, transporte y procesamiento de crudo. En particular, se usan en la recuperación mejorada de aceite en mezclas para el desplazamiento de crudo y como geles para control del perfil de inyección. Estos mismos geles también se utilizan para el control de la producción de agua y gas durante las operaciones de producción de crudo. Otras aplicaciones son como aditivos para lodos de perforación, en sistemas para pérdida de circulación y durante tratamientos de estimulación en geles de fracturamiento hidráulico. Adicionalmente, también existen aditivos poliméricos para el control de la deposición de escamas y de parafinas y asfáltenos. A

continuación, se mencionan su aplicación como mezclas para el desplazamiento de crudo en recuperación mejorada.

2.2 La Inyección de Polímeros Como Proceso de Recuperación Mejorada de Aceite.

2.2.1 Antecedentes del Proceso.

En los inicios del siglo XX, la práctica general de la industria petrolera se basaba en la producción de aceite de la etapa primaria de recuperación, en la cual se usaba la energía natural del yacimiento para hacerlo producir con una consecuente caída de presión del mismo. Hasta que se reconoce que al alcanzar la presión de burbuja del yacimiento se empieza a liberar el gas disuelto en el aceite, con esto se da un deterioro en la producción del mismo. Así para mantener la presión del yacimiento y al mismo tiempo barrer más aceite de manera más eficiente, se da la inyección de agua convirtiéndose en una práctica común en la mayoría de los yacimientos. Pero años más tarde la industria se daría cuenta de la ineficiencia del proceso principalmente en cuanto a la relación de movilidad, dando paso con esto a la inyección de polímeros como un método para el mejoramiento de la inyección de agua.

Los primeros estudios de la inyección de polímeros a un yacimiento se dan cuando se estableció que la movilidad de los fluidos afecta el desempeño de la inyección de agua. En 1944 Detling obtuvo una patente para el uso de varios aditivos para la inyección de agua viscosa a un yacimiento, su objetivo era incrementar la viscosidad del agua de inyección y con esto mejorar la relación de movilidad entre el agua y el aceite.

A finales de los 40's y principios de los 50's, del siglo pasado, Stiles, a partir del estudio de la permeabilidad y la capacidad de distribución en la inyección de agua con Dykstra-Parson mostró los efectos de la variación de la permeabilidad y la relación de movilidad en la recuperación de aceite.

Años más tarde en 1952 Aronofsky y Ramey discutieron la influencia de la relación de movilidad en el diseño de inyección durante la invasión de agua, y en la historia de inyección y producción en la inyección de agua en 1956.

En 1949 Dyes estudio la influencia de la relación de movilidad en la producción de aceite después del rompimiento.

Pero no fue sino hasta 1964 cuando Pye y Sandiford establecieron que la movilidad del agua o salmuera usadas en la inyección de agua podría reducirse eficientemente mediante la adición de una pequeña cantidad de polímero soluble en agua. Así con esta reducción de la movilidad de la salmuera se obtiene una mayor recuperación de aceite que la atribuible a una inyección de agua convencional.

Desde entonces los estudios de laboratorio se han incrementado, y con esto la información disponible del proceso, así mismo la aplicación del proceso en campo con lo cual se ha sostenido y extendido la información de los resultados de este proceso.

Con el paso de los años la inyección de polímeros como método de recuperación mejorada de aceite ha tenido una buena aceptación no solo en el laboratorio sino también a nivel de campo, siendo un buen método de control de la movilidad del fluido desplazante.

2.2.2 Descripción del Proceso.

La inyección de polímeros es un proceso del control de la movilidad dentro de los métodos de inyección de químicos en la recuperación mejorada de aceite, en el cual el polímero debe penetrar en zonas de baja permeabilidad y suministrar la fuerza para desplazar y producir el aceite de las zonas no barridas y el aceite entrampado o aislado por el agua. Actualmente se ve como un proceso para el mejoramiento de la inyección de agua.

El principio básico que sigue este método es hacer al agua más viscosa a partir de la adición de un polímero soluble en agua, con lo que se mejora la relación de movilidad entre el agua y el aceite; de esta manera mejorar la eficiencia de barrido y por tanto obtener un mayor porcentaje en la recuperación de aceite.

Una inyección de polímeros típica involucra la inyección de una solución polimérica durante un cierto periodo. Este bache es seguido por una continua inyección de agua para desplazar al polímero y el aceite hacia los pozos productores.

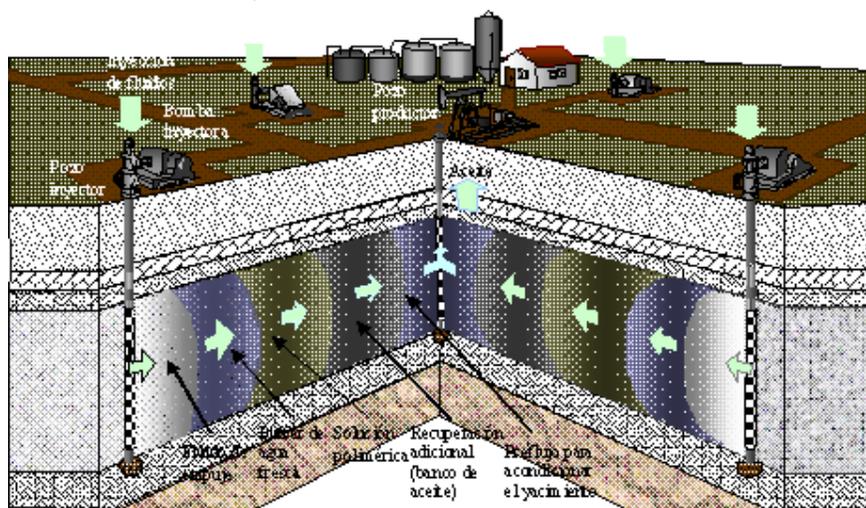


Figura 2.2 Descripción de la Inyección de Polímeros.⁶¹

En la figura 2.2 se aprecia a nivel esquemático lo que es la inyección de polímeros en un patrón sencillo de cinco pozos, cuatro inyectores y uno productor, en el que se ve como se desplaza al banco de aceite a través de la solución polimérica y esta a su vez mediante otro bache de agua separados por un bache de agua dulce para evitar efectos adversos al polímero.

La inyección de polímeros mejora la recuperación de aceite mediante:

- El incremento de la viscosidad del agua o salmuera.
- Decreciendo la movilidad del agua (bajando la permeabilidad relativa al agua).
- El mejoramiento del barrido vertical en el yacimiento.

En una inyección de agua convencional no se puede penetrar en toda la formación resultando en una eficiencia de barrido pobre, provocando llegar a un rompimiento temprano disminuyendo con esto el volumen recuperado de aceite. Con la inyección de polímeros lo que se pretende es retrasar este rompimiento, es decir que la producción de agua no sea tan elevada comparada con la producción de aceite; y lograr así una mayor eficiencia en el barrido de la roca del yacimiento y con ello una mayor recuperación de aceite.

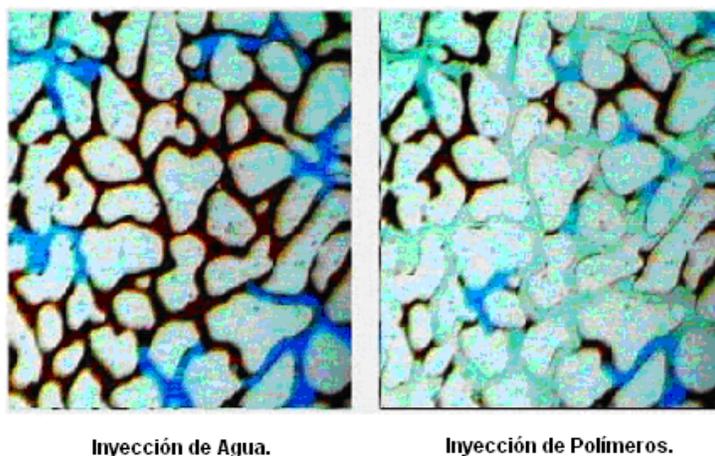


Figura 2.3 Diferencias en el Barrido Antes y Después de la Inyección de Polímeros.¹⁸

En la figura 2.3 se puede apreciar cómo queda barrido el yacimiento después de una inyección de agua convencional y cómo queda después de la inyección de un polímero típico (poliacrilamida parcialmente hidrolizada). Con lo que podemos observar que después de la inyección del polímero hay una mayor eficiencia en el barrido y con ello la recuperación del aceite aislado en esas zonas.

Para entender mejor el funcionamiento de la inyección de polímeros es necesario entender la idea de la relación de movilidad, M , definida por:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_w / \mu_w}{k_o / \mu_o} = \frac{k_w \mu_o}{\mu_w k_o} \quad (2.1)$$

Donde, μ y k , son la viscosidad y la permeabilidad respectivamente, referidas al agua y el aceite.

Ahora bien, el aceite residual en el yacimiento después de una inyección de agua convencional, es dejado atrás debido a que se encuentra entrampado en la formación por fuerzas capilares o en algunos casos fue sobrepasado. Para remover el aceite entrampado por fuerzas capilares la mejor manera es mediante el uso de surfactantes, sin embargo nuestro caso esta enfocado al aceite sobrepasado, el cual esta ahí debido a una desfavorable

relación de movilidad o debido a una estratificación muy heterogénea a gran escala, siendo la solución: incrementar la viscosidad del agua y/o reducir la permeabilidad relativa al agua de la formación del yacimiento, lo cual puede lograrse mediante el uso de la inyección de polímeros como un método de recuperación mejorada de aceite.

2.3 Tipos de Polímeros Empleados en el Proceso de Inyección.

Actualmente existen dos tipos de polímeros empleados en el proceso de inyección como método de recuperación mejorada de aceite; los cuales son los polímeros sintéticos y los polímeros biológicos o biopolímeros. La razón histórica por la que estos dos tipos de polímeros son empleados en el proceso de inyección, esta basada en el éxito de las diversas aplicaciones de cada uno en otras industrias.

2.3.1 Polímeros Sintéticos.

Si hablamos de los polímeros sintéticos se tiene que hablar de la poliacrilamida (por tratarse del polímero sintético que comúnmente se emplea en el proceso de inyección). La cual es un polímero condensado con una propiedad inusual. Su estructura es similar a la del polietileno, pero tiene un hidrógeno en cada carbono reemplazado por un grupo de amida ($-\text{CONH}_2$). Así su molécula se forma por la repetición de la unidad $\text{CH}_2 - \text{CH}(\text{CONH}_2) -$. El grupo de amidas permite a los polímeros unirse para formar ramificaciones, formando con ello un vínculo con la estructura $\text{CONHCO}-$; y con ello producir una red de cadenas de polímeros, como una pequeña esponja. Las amidas libres debido a su contenido de grupos de NH_2 , forman vínculos de hidrógeno con las moléculas de agua, dándole a las pequeñas esponjas una afinidad con el agua, por lo que la poliacrilamida puede absorber muchas veces su masa de agua.

Básicamente la poliacrilamida es un producto que tiene como materia prima inicial al gas natural, del cual se obtiene el propileno y el amoníaco mediante procesos usuales de la industria petroquímica. Estos productos son obtenidos mediante una reacción con oxígeno a una temperatura entre los 425 y 510°C produciendo el acetonitrilo, el cual dará origen a la acrilamida, y ésta a su vez a la poliacrilamida.

Las poliacrilamidas se pueden obtener en forma sólida y líquida, siendo la forma sólida la más recomendable para su fabricación, debido a sus ventajas de manejabilidad y de transporte, con menor riesgo de contaminación del producto y un mayor periodo de almacenamiento.

La acrilamida es el compuesto básico para la producción de polímeros, y para la obtención de ambos se requiere adicionalmente: ácido sulfúrico, urea e hidróxido de sodio, el persulfato de potasio y el bisulfito de sodio.

En general el desempeño de la poliacrilamida en este tipo de procesos, depende de su peso molecular y su grado de hidrólisis, la cual consiste en reemplazar o convertir parte de la acrilamida por ácido acrílico. Con lo cual se pretende incrementar la viscosidad del agua dulce, sin embargo en presencia de agua salada su poder viscosificante se reduce.

La poliacrilamida usada en procesos de recuperación mejorada de aceite, tiene un promedio en su peso molecular en un rango de 2 a 10×10^6 . Y el tamaño de sus moléculas alrededor de los 0.4 a 2 μm .

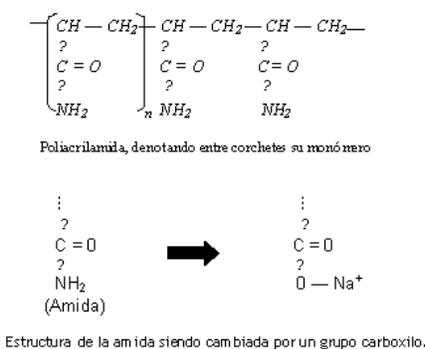


Figura 2.4 Estructura Primaria de una Poliacrilamida Normal y una Parcialmente Hidrolizada.⁵²

En la figura 2.4 se puede apreciar un esquema de la estructura primaria de la poliacrilamida y la poliacrilamida parcialmente hidrolizada.

2.3.2 Polímeros Biológicos o Biopolímeros.

Los polímeros biológicos o biopolímeros se derivan de un proceso de fermentación, siendo el más común de estos polímeros la goma xanthan producida por la bacteria xanthomonas

campestre. En términos del peso molecular tiene un mayor rango que la poliacrilamida, su estructura molecular les da una gran rigidez y tienen un excelente poder viscosificante en agua con alta salinidad y gran resistencia a la degradación, pero tienen menor poder viscosificante que la poliacrilamida en agua dulce.

La goma xanthan es producto del metabolismo de carbohidratos por parte de un microorganismo xanthomona, cuya variedad más efectiva en la producción del polisacárido es la xanthomona campestris.

La velocidad de fermentación de la harina de arroz a glucosa es alta, por lo que conviene utilizar este componente como nutriente para los organismos, aunque bien pudiera servir otro producto que económicamente estuviera en mejor posición que el arroz o que simplemente fuera factible su aprovechamiento. Los biopolímeros son producidos en una escala de cerca de 10 toneladas por año en países como el Reino Unido, Europa y Estados Unidos.

El rango en el que se encuentra el xanthan en cuanto a su peso molecular comparada con la poliacrilamida es menor, este se ubica de los 2 a 50×10^6 , sin embargo el peso molecular del xanthan usado en los procesos de recuperación mejorada de aceite se encuentran entre los 4 a 12×10^6 . Y el tamaño de sus moléculas va de los 2 a $10 \mu\text{m}$.

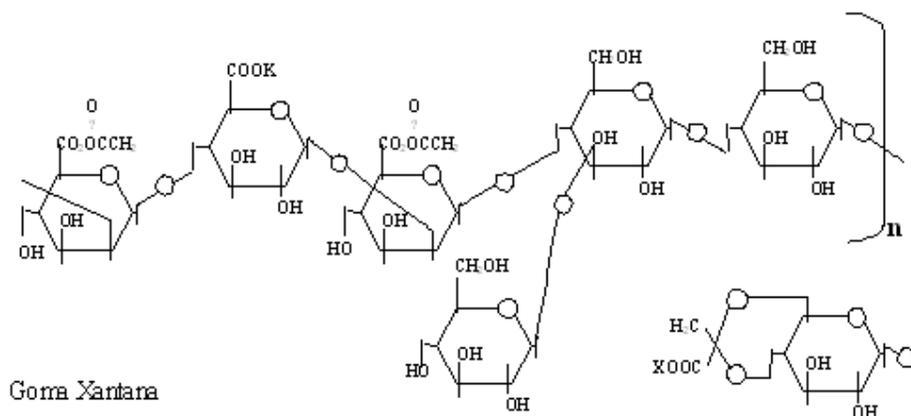


Figura 2.5 Estructura Primaria del Xanthan.⁵²

En la figura 2.5 se puede apreciar un esquema de la estructura primaria de la goma xanthan, siendo el más representativo de los polímeros biológicos empleados en los procesos de recuperación mejorada de aceite.

Ahora bien, como se detallará mas adelante resulta evidente que tanto la poliacrilamida como la goma xanthan no pueden ser usadas en el proceso de inyección de polímeros en yacimientos con ciertas características, lo que lleva al mundo actual a buscar nuevas opciones de polímeros que puedan ser empleados bajo estas características adversas de los yacimientos. Así desde hace ya casi 2 décadas se estudia a diversos polímeros para ser empleados principalmente a altas temperaturas y con agua con alta salinidad. Sin embargo hasta el momento a pesar de existir estas investigaciones los dos polímeros descritos anteriormente siguen siendo los más empleados en la industria para efectuar este proceso.

2.4 Propiedades de la Solución Polimérica.

Los polímeros modifican la reología (viscosidad) de un líquido debido a su alto peso molecular. El comportamiento de la solución se puede predecir considerando la estructura química y el volumen hidrodinámico (volumen ocupado por la cadena solvatada).

Por lo general, las soluciones acuosas de los polímeros solubles en agua muestran comportamiento pseudoplástico. Esto significa que la viscosidad disminuye al aumentar la velocidad de cizallamiento.

La viscosidad de las soluciones poliméricas depende de la conformación de los polímeros en solución. En la figura 2.6 se muestran los diferentes arreglos que se pueden encontrar en polímeros en solución acuosa y cómo las repulsiones coulombicas o el impedimento estérico pueden provocar la expansión de la cadena para incrementar la viscosidad de las soluciones. Usualmente, la viscosidad se incrementa al aumentar la concentración del polímero en solución.

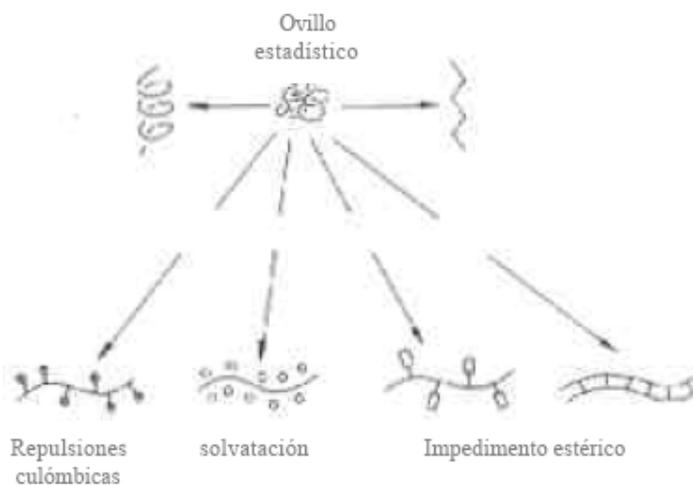


Figura 2.6 Principios Estructurales Para Polímeros en Solución Acuosa.¹⁹

2.4.1 Viscosidad de la Solución Polimérica.

La viscosidad es una de las propiedades más importantes de las soluciones poliméricas, depende de la estructura química del polímero, de las interacciones con el disolvente y del peso molecular. Normalmente, una molécula de alto peso molecular en un buen disolvente adquiere un gran volumen hidrodinámico y la viscosidad de la solución aumenta. En el caso de los polielectrolitos, el volumen hidrodinámico depende, no sólo del peso molecular, sino también del número y distribución de grupos iónicos en la cadena del polímero. Los grupos iónicos pueden causar repulsión entre las cadenas, lo cual da lugar a una expansión de la molécula y, en consecuencia, un incremento de la viscosidad de la solución.

La viscosimetría de soluciones diluidas está relacionada con la medida de la habilidad intrínseca de un polímero para incrementar la viscosidad de un disolvente a una temperatura determinada y es útil para obtener información relacionada con el tamaño y la forma de las moléculas de polímero en solución y las interacciones polímero-disolvente. En el régimen diluido la viscosidad de una solución polimérica (para concentraciones de polímero muy bajas) es determinada relativa a la viscosidad del disolvente. Los siguientes términos son definidos en estos casos:

- Viscosidad relativa.

$\eta_r = \frac{\eta}{\eta_p}$	(2.2)
--------------------------------	-------

Donde η es la viscosidad de la solución de polímero y η_p es la viscosidad del disolvente puro.

- Viscosidad específica.

$\eta_{sp} = \eta_r - 1 = \frac{\eta - \eta_p}{\eta_p}$	(2.3)
---	-------

- Viscosidad reducida.

$\eta_{red} = \frac{\eta_{sp}}{c}$	(2.4)
------------------------------------	-------

Donde c es la concentración de polímero. Ésta es una medida de la habilidad de un polímero para aumentar la viscosidad de un disolvente.

- Viscosidad inherente.

$\eta_{inh} = \frac{\ln \eta_r}{c}$	(2.5)
-------------------------------------	-------

Aún en soluciones muy diluidas las moléculas de polímero son capaces de interacciones intermoleculares. Las dos contribuciones a la viscosidad reducida son el movimiento de las moléculas aisladas en el disolvente y la interacción entre las moléculas del polímero y la solución. Para eliminar las interacciones es necesario extrapolar a concentración cero para obtener las viscosidades inherente y reducida comúnmente conocidas como viscosidad intrínseca.

La viscosidad intrínseca tiene las unidades de masa/volumen y es una medida del tamaño de una molécula en solución. Es una medida de la habilidad de una molécula de polímero para aumentar la viscosidad de un disolvente en ausencia de interacciones intermoleculares.

Las ecuaciones principales para evaluar la viscosidad intrínseca son las ecuaciones de Huggins y Kraemer, dadas por las ecuaciones 2.6 y 2.7 respectivamente. El procedimiento para determinar la viscosidad intrínseca es determinar la viscosidad relativa e inherente para diferentes concentraciones de polímero y representar los datos utilizando las ecuaciones 2.6 y 2.7 y entonces calcular el valor a concentración cero.

$\frac{\eta_{sp}}{C} = [\eta] + k_H [\eta]^2 C$	(2.6)
---	-------

$\frac{\ln \eta_r}{C} = [\eta] - k_K [\eta]^2 C$	(2.7)
--	-------

Donde k_H es la constante de Huggins y tiene un valor de 0.4 +/- 0.1, y k_K es una constante con un valor de 0.05 +/- 0.05.

En la figura 2.7 se muestra una gráfica típica de este tipo de datos a partir de las ecuaciones 2.6 y 2.7.

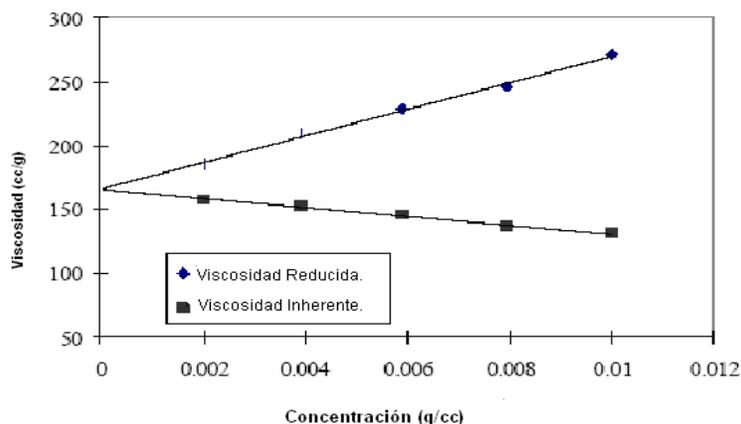


Figura 2.7 Evaluación de la Viscosidad Intrínseca para una Solución de una Poliacrilamida.⁵²

La viscosidad reducida y la viscosidad intrínseca son ampliamente utilizadas solas o en conjunto con dispersión de luz para estudiar relaciones estructura-propiedad, los efectos del medio y la estabilidad de polímeros en solución.

2.4.2 Peso Molecular de la Solución Polimérica.

El peso molecular viscosimétrico se puede calcular utilizando la ecuación de Mark-Houwink-Sakurada (ecuación 2.8) en la cual M_v es el peso molecular viscosimétrico promedio, $[\eta]$ es la viscosidad intrínseca, K y a son constantes para un sistema dado polímero/disolvente/temperatura. Las constantes en la ecuación 2.8 se pueden determinar para establecer la dependencia entre la viscosidad intrínseca y el peso molecular promedio en peso (M_v) de muestras de calibración.

$[\eta] = K \overline{M}_v^a$	(2.8)
-------------------------------	-------

Otras técnicas que suelen ser usadas para determinar el peso molecular son dispersión de luz, cromatografía de exclusión molecular y osmometría de membrana. La dispersión de luz puede dar información, no sólo del peso molecular absoluto, sino también del radio de giro y del segundo coeficiente virial de los polímeros en un disolvente dado.

2.5 Estabilización del Polímero.

Cuando los polímeros se emplean en operaciones de recuperación mejorada de aceite, resulta evidente que las propiedades de la solución polimérica deben mantenerse por un cierto tiempo, es decir estas propiedades no deben degradarse rápidamente. Sin lugar a dudas la principal de estas propiedades es la viscosidad de la solución polimérica, sin embargo la habilidad del polímero para reducir la permeabilidad de la formación es también muy importante. Entonces la estabilización de la solución polimérica se refiere a evitar esta degradación del polímero por un mayor periodo de tiempo.

La degradación del polímero se refiere a todos aquellos procesos que puedan destruir la estructura molecular de la macromolécula, en los procesos de recuperación mejorada de aceite existen tres tipos de degradación principalmente que son:

- Degradación química.
- Degradación mecánica.
- Degradación biológica.

2.5.1 Degradación Química.

La degradación química de un polímero se refiere al rompimiento de las moléculas de éste debido a la presencia de diversos contaminantes, tales como iones divalentes, oxígeno, la presencia de diversas sales y con ayuda de la temperatura. La temperatura acelera estos mecanismos, por lo que será necesario llevar a cabo diversas pruebas de laboratorio para cada proyecto en particular.

La degradación química resulta ser la que más afecta a la solución polimérica, ya que los otros tipos de degradación pueden llegar a evitarse mediante un buen diseño molecular y una buena estrategia de inyección. Pero existen diversos aditivos para evitar o prolongar que este tipo de contaminantes degraden a la solución polimérica antes de tiempo.

2.5.2 Degradación Mecánica.

Este tipo de degradación describe el rompimiento de las moléculas del polímero debido a un alto gasto de flujo en la región del pozo de inyección, dando como resultado una alta tensión mecánica de la macromolécula.

Es decir cuando la solución polimérica es expuesta a altas condiciones de cizallamiento, la molécula puede romperse, este tipo de condiciones regularmente ocurren durante el mezclado de la solución y durante el transporte de esta en bombas, estranguladores y la inyección en la tubería del pozo inyector a altas velocidades.

Cabe señalar que los polímeros del tipo biológico son más resistentes a este tipo de degradación que los polímeros del tipo sintéticos es decir la poliacrilamida.

2.5.3 Degradación Biológica.

La degradación biológica es un problema que se presenta principalmente en los biopolímeros y se manifiesta a temperaturas y salinidades muy bajas. Este tipo de degradación se presenta cuando las moléculas del polímero son destruidas por microbios o bacterias o simplemente por el proceso químico de las enzimas.

La molécula de xanthan puede ser destruida bajo condiciones anaeróbicas, por fermentación de bacterias que atacan la parte de la glucosa de la estructura molecular. Entonces la estabilidad de la solución polimérica deberá ser probada bajo condiciones de campo. Se empleará algún biocida para el manejo de la solución a nivel superficial y en caso de tener una temperatura baja en el yacimiento deberán usarse por un mayor periodo en la solución inyectada.

2.6 Mecanismos de Retención del Polímero en el Medio Poroso.

Cuando se emplea un polímero para desplazar otros fluidos, el objetivo principal es aumentar la viscosidad de la salmuera de inyección mediante las propiedades de los polímeros. Sin embargo existen diversas interacciones entre las moléculas del polímero y el medio poroso en el que se transporta. Dichas interacciones causarán que el polímero sea retenido y con ello se dará una pérdida parcial o total del mismo, causando una ineficiencia del proceso.

Existen tres mecanismos de retención principales que se presentan cuando una solución polimérica fluye a través de un medio poroso, y son:

- Adsorción del polímero.
- Entrampamiento mecánico.
- Retención hidrodinámica.

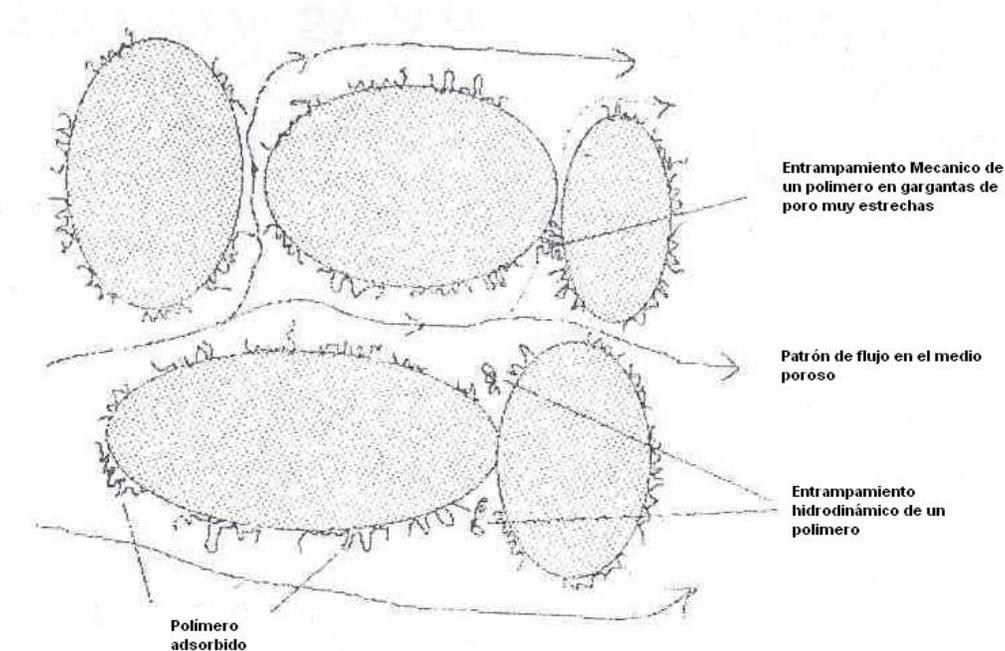


Figura 2.8 Esquema de los Mecanismos de Retención del Polímero en el Medio Poroso.⁵²

2.6.1 Adsorción.

La adsorción del polímero se refiere a la interacción entre las moléculas de éste y la superficie de la formación. Esta interacción causa que las moléculas del polímero se unan a la superficie de la roca, así entre mayor sea el área de la superficie disponible, mayor será la adsorción que se presentará, esto se puede apreciar en la figura 2.8.

La adsorción es el único de los tres mecanismos de retención que remueve al polímero de la solución, causando una pérdida de las propiedades de la misma, tales como la reducción en la viscosidad de ésta.

2.6.2 Entrampamiento Mecánico.

La retención por un entrapamiento mecánico se presenta cuando moléculas muy grandes de polímeros se alojan en canales muy angostos, causando un taponamiento, esto se puede apreciar en la figura 2.8.

Esto significa que mientras la solución polimérica avanza a través del medio poroso, las moléculas del polímero tomaran diversas rutas y algunas de ellas quedaran retenidas en

canales muy angostos y a consecuencia de esta retención se causara un bloqueo en dicho canal.

2.6.3 Retención Hidrodinámica.

La retención hidrodinámica tiene mucha relación con la retención mecánica, pero al mismo tiempo es la menos definida de los tres tipos de retención en el medio poroso de un polímero.

La idea de este tipo de retención surgió al observar que los niveles de retención del polímero cambiaban al hacerse un ajuste en el gasto de flujo de la solución. Con esto se sabe que al tener un gasto de inyección mayor se tiene una menor retención que la que se tiene con un gasto menor.

Capítulo 3. Criterios de Escrutinio.

En este capítulo se hablará de lo que implica realizar un análisis de escrutinio a un campo que es candidato a aplicarse un método de recuperación mejorada, a partir de las características del yacimiento, las propiedades de los fluidos y roca-fluidos del mismo.

Seleccionar e implementar un método de recuperación mejorada requiere de muchos pasos. El primero de ellos es tomar en cuenta los criterios de escrutinio para juzgar que la aplicación de un cierto proceso sea adecuada en nuestro yacimiento, en este caso la inyección de polímeros.

Actualmente se cuenta con datos de las condiciones que resultan óptimas para la aplicación de los diferentes métodos de recuperación mejorada, en este capítulo se presentará un resumen de los rangos de las propiedades del yacimiento y los fluidos para que un campo sea candidato para la aplicación de la inyección de polímeros como método de recuperación mejorada de aceite; pero también se planteará el por qué de estos datos y por qué resulta necesario tomarlos en cuenta para lograr el éxito en la aplicación de una inyección de polímeros a nivel de campo.

3.1 Guías Técnicas de Escrutinio Para la Inyección de Polímeros.

La aplicación de los criterios de escrutinio en base a las guías técnicas de escrutinio de un proceso en particular es nuestro primer paso para una buena evaluación potencial de la aplicación de un método de recuperación mejorada de aceite.

Las dos razones principales para considerar los criterios de escrutinio en la inyección de polímeros son:

1. Identificar yacimientos que tienen una baja eficiencia de barrido y una alta viscosidad de aceite combinado con una alta heterogeneidad en el yacimiento, dando con ello una baja relación de movilidad.
2. Determinar si las condiciones del yacimiento son óptimas para la aplicación de la inyección de polímeros para remediar la situación anterior.

Capítulo 3. Criterios de Escrutinio.

Los rangos de las guías técnicas de escrutinio deben ser tomados en cuenta todos a la vez antes de hacer una selección de los candidatos para pasar a futuros estudios. Los rangos de estos parámetros que actualmente se consideran para la selección de los candidatos a la inyección de polímeros se muestran en la tabla 3.1.

Tabla 3.1 Guía Técnica de Escrutinio Para la Inyección de Polímeros.

Propiedades.	Valores.
Grados API.	> 25° API
Viscosidad del aceite.	< 126 cp (preferible < 100 cp)
Composición del aceite.	No critica.
Saturación de aceite.	> 15% del volumen de poros.
Tipo de formación.	Preferentemente areniscas pero puede usarse en carbonatos.
Espesor del yacimiento.	No critica.
Permeabilidad promedio.	> 20 md
Variación de la permeabilidad.	< 0.80
Profundidad.	< 6500 ft
Temperatura.	< 229° F (Preferentemente < 200° F)
Presión.	No critica
Relación de movilidad.	Entre 0.1 a 42
Tamaño del bache de solución polimérica.	Entre 7% y 33% del volumen de poros.

En la tabla 3.1 podemos apreciar un resumen de las características de la roca y propiedades de los fluidos del yacimiento que deben tomarse en cuenta para lograr o tener una mayor posibilidad de éxito en la inyección de polímeros. Ya que como se mencionó anteriormente la principal parte para obtener el éxito en la aplicación de un método de recuperación mejorada de aceite es una buena selección del campo a partir de los criterios de escrutinio. Ahora bien ya que se ha tratado el primer punto de este capítulo, se pasará al segundo punto, es decir, ver el por qué estas propiedades de los fluidos, la roca y el sistema roca fluidos pueden afectar adversamente al proceso, si no se encuentran dentro de los rangos que se tienen en las guías técnicas de escrutinio.

3.2 Propiedades de los Fluidos del Yacimiento.

Para entender y predecir el comportamiento volumétrico de los fluidos presentes en el yacimiento, como son el aceite, el gas y el agua de formación (aunque solo nos enfocaremos al aceite y agua de formación en este capítulo), conocer las propiedades físicas de estos fluidos es necesario, es decir para entender por qué estas propiedades pueden afectar el procesos de inyección de polímeros es necesario tener un completo conocimiento de ellas. Estas propiedades usualmente son determinadas mediante pruebas de laboratorio (que se mencionaran más adelante) con muestras de los fluidos del yacimiento a analizar. Pero no se tratará el cómo obtener estas propiedades, se verá como afectarían los cambios de estas en la inyección de polímeros como método de recuperación mejorada de aceite.

Las propiedades que se tratarán, ya que son de las que se tiene conocimiento que afectan la aplicación del proceso son: la densidad relativa del aceite, viscosidad del aceite, salinidad del agua, relación de movilidad y relación agua-aceite.

3.2.1 Densidad Relativa del Aceite.

La densidad del aceite es definida como la masa por unidad de volumen del crudo a una presión y temperatura específica, y la densidad relativa es la relación entre la densidad del aceite y la densidad del agua, ambas densidades medidas a condiciones estándar.

En la industria petrolera las densidades son usadas extensamente, pero es costumbre hacer referencia a estas mediante el uso de los grados API, una forma de relacionar la densidad relativa del aceite mediante la expresión:

$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$	(3.1)
--	-------

Los rangos entre los que se encuentra el aceite crudo usualmente varían de los 10° API (crudos más pesados) a 47° API (crudos más ligeros).

El análisis de este parámetro nos lleva a ver las características de un aceite pesado con respecto a uno ligero, es decir: qué pasa con el incremento de su densidad relativa, enfocándonos a una de sus propiedades que es clave en su recuperación, su viscosidad.

Entre más pesado sea un aceite, mayor será su viscosidad y por tanto mayor su resistencia al flujo, dando con ello que sea más difícil su recuperación.

De ahí que resulta preferible tener un aceite ligero para poder aplicar la inyección de polímeros como método de recuperación mejorada de aceite.

3.2.2 Viscosidad del Aceite.

La viscosidad del aceite es una propiedad física importante, ya que controla e influye en el flujo del aceite a través del medio poroso. En general la viscosidad se define como la resistencia interna de un fluido al flujo. La viscosidad del aceite esta en función de su temperatura, presión y densidad relativa principalmente.

La viscosidad del aceite se determina en el laboratorio a condiciones de yacimiento, ya que al ser afectada directamente por estas condiciones no serviría conocerla a condiciones estándar.

La viscosidad del aceite resulta ser uno de los principales factores para decidir si es factible o no llevar a cabo una inyección de polímeros en un yacimiento. Ya que una alta viscosidad de un aceite nos lleva a que nos sea conveniente, siquiera la inyección de agua, esto de la mano a la relación de movilidad, ya que al tener una alta viscosidad del aceite nos llevaría a tener una baja relación de movilidad del aceite con respecto al agua.

La viscosidad del aceite resulta ser un factor adverso en caso de que esta llegue a ser muy elevada, resultando con ello una baja en la recuperación de aceite, lo que nos lleva a decir que para aceites muy viscosos es mejor llevar a cabo otro proceso de recuperación mejorada de aceite (métodos térmicos).

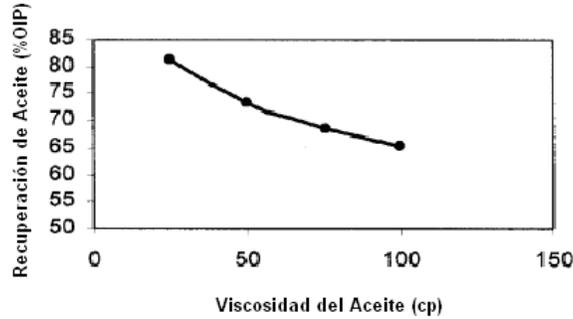


Figura 3.1 Efectos de la Viscosidad del Aceite en la Recuperación de Aceite.¹

En la figura 3.1 se puede apreciar cómo al aumentar la viscosidad del aceite el porcentaje en la recuperación disminuye, por lo que se puede decir que entre más baja sea la viscosidad del aceite en el yacimiento en el cual se llevará a cabo el proceso se obtendrán mejores resultados.

3.2.3 Relación de Movilidad.

Como ya se ha mencionado antes (capítulo dos) la relación de movilidad se refiere a la movilidad del agua con respecto a la del aceite. Sin embargo en la inyección de polímero la consideraremos como la relación entre la movilidad de la salmuera a la saturación de aceite residual (antes de la inyección de polímeros) con respecto a la movilidad del aceite a la saturación de agua irreductible.

Al definir la relación de movilidad como:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_w / \mu_w}{k_o / \mu_o} = \frac{\mu_o K_w}{K_o \mu_w} \quad (3.2)$$

Podemos ver que esta depende de cuatro factores: las viscosidades y permeabilidades relativas del agua y del aceite. Así bien podemos decir que si aumentamos la viscosidad del agua y reducimos su permeabilidad relativa estaremos aumentando la relación de movilidad del aceite con respecto al agua (función de la inyección de polímeros), sin embargo si la viscosidad del aceite llega a ser muy elevada o su permeabilidad relativa muy baja la relación de movilidad sería muy baja y por tanto sería más difícil para el

proceso tener un buen control de la movilidad entre el agua y el aceite, con esto podemos decir que este parámetro depende realmente de la viscosidad del aceite y la permeabilidad relativa del mismo, lo cual se tratará a detalle en esa sección.

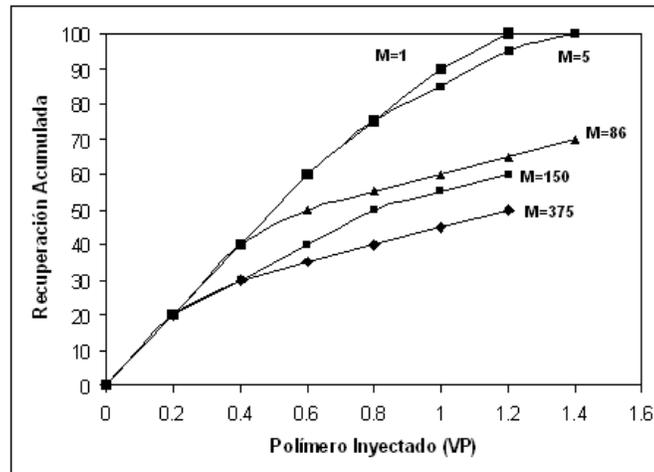


Figura 3.2 Efectos de la Relación de Movilidad en la Recuperación de Aceite.³⁷

En la figura 3.2 se puede apreciar como al aumentar la movilidad del agua con respecto al aceite, se necesita una mayor cantidad de polímero inyectado para tener una mayor recuperación de aceite, esto disminuye conforme dicha relación va decreciendo.

3.2.4 Relación Agua-Aceite.

La relación agua aceite se define como la relación entre el gasto de agua con respecto al gasto de aceite. Es decir la cantidad de agua que se produce con respecto al aceite.

Este parámetro resulta ser poco adverso, ya que se puede tener una alta relación agua-aceite, mientras se tenga una alta saturación de aceite móvil en el yacimiento (se tratará más adelante), ya que la cantidad de agua producida se trata de disminuir con la inyección de polímeros, es decir está asociada a la relación de movilidad y al aumentar la viscosidad del agua y disminuir su permeabilidad relativa se pretende disminuir su producción con respecto a la del aceite.

3.2.5 Salinidad del Agua.

La salinidad del agua se refiere a la concentración de sales presentes en el agua de formación de un yacimiento.

La salinidad de la salmuera del yacimiento puede tener efectos favorables como desfavorables en algunos polímeros dependiendo en el total de la concentración de sal y la concentración y tipo de sales monovalentes y divalentes del yacimiento.

La degradación de la solución polimérica puede acelerarse mediante el contacto de iones multivalentes como el calcio y el magnesio presentes en la salmuera del yacimiento, causando el rompimiento de la solución polimérica en una fase acuosa.

Ahora bien como ya se mencionó antes (capítulo 2) los dos tipos de polímeros empleados en el proceso tienen distintas características, la poliacrilamida es sensible tanto a la sal como a la presencia de iones multivalentes, dando con ello una pérdida de viscosidad del polímero al hacer contacto con una salmuera con alta concentración, o la presencia de iones divalentes, que puede resultar en un desplazamiento ineficiente.

Por otro lado los biopolímeros (goma xanthan) resulta ser más eficientes en agua con alta concentración de sal, que en agua dulce, pero su costo es más elevado.

Así si la salmuera del yacimiento resulta tener una alta concentración de sal, el polímero a utilizar debe ser estable a dicha salinidad, o en todo caso el yacimiento debe ser preacondicionado mediante un bache previo de agua dulce. En caso de no llevarse a cabo dicho pre-acondicionamiento el polímero a emplearse en el proceso debe ser tolerante a la salinidad de la salmuera del yacimiento para evitar pérdidas en la viscosidad de la solución polimérica.

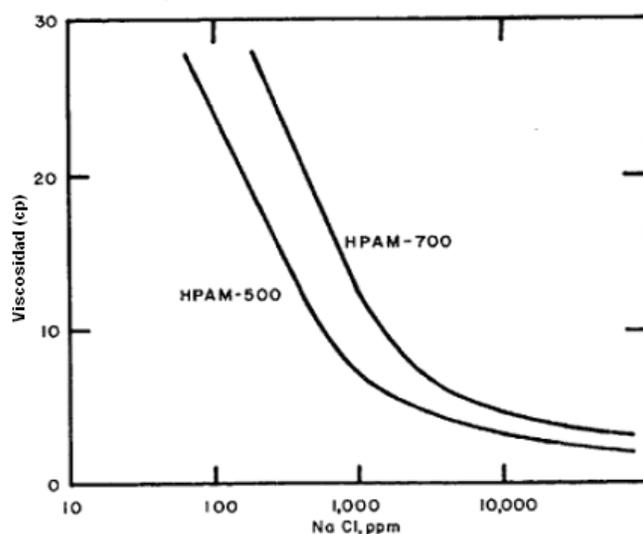


Figura 3.3 Efecto de la Salinidad Sobre la Viscosidad de una Solución Polimérica de HPAM.¹⁸

La figura 3.3 nos presenta los efectos de la salinidad sobre la viscosidad a dos soluciones poliméricas (poliacrilamida parcialmente hidrolizada) a dos concentraciones distintas. De la cual se puede apreciar que al incrementar la concentración de la solución polimérica, también aumenta la resistencia a la pérdida de la viscosidad en presencia de una mayor concentración de sal.

3.3 Propiedades de la Roca y del Sistema Roca-Fluidos.

El material de que esta formada la roca de un yacimiento petrolero puede variar en su composición desde una arena suelta y sin consolidar hasta una arenisca muy dura y densa, calizas o dolomías. Los granos deben estar unidos con otros materiales como: sílice, calcita o arcillas.

Conocer las propiedades físicas de la roca y la interacción de esta con los fluidos del yacimiento es esencial para entender y evaluar el desarrollo de un yacimiento, en nuestro caso para el desarrollo de la inyección de polímeros.

Las propiedades de la roca son determinadas en el laboratorio mediante núcleos del yacimiento a evaluar. Los núcleos son tomados del medio del yacimiento con cambios subsecuentes en el volumen de poros, saturaciones de fluidos y algunas veces mojabilidad de la formación. Esto puede tener un efecto negativo en los estudios en los cuales se

empleen los resultados. Conocer las propiedades de la roca es esencial para la ingeniería de yacimientos ya que estas afectan cantidad y distribución de los fluidos y combinadas con las propiedades de los fluidos nos dan el comportamiento de flujo en el yacimiento. No se hablará de esto nos enfocaremos solo a mencionar el por qué estas características tienen efectos que pueden llegar a ser adversos en la inyección de polímeros como método de recuperación mejorada de hidrocarburos.

Las propiedades de las que se hablará en este punto son: porosidad, permeabilidad, tipo de formación, presencia de rocas minerales, saturación residual de aceite, saturación inicial de agua y mojabilidad en el yacimiento.

3.3.1 Permeabilidad.

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso que mide la capacidad y habilidad de la formación de transmitir fluidos. La permeabilidad de la roca, es una propiedad muy importante ya que afecta el control direccional del movimiento y el rango del flujo de los fluidos del yacimiento en la formación.

Usualmente para la inyección de polímeros se toma en cuenta el dato de la permeabilidad promedio del yacimiento, este dato depende de cómo fue la distribución de las permeabilidades cuando la roca fue depositada.

El nivel de la permeabilidad del yacimiento y las variaciones de esta, tienen una gran influencia en el éxito de la inyección de polímeros, ya que de ella depende primero el gasto de inyección y con ello el control del espaciamiento entre pozos.

La permeabilidad en un proyecto de inyección de polímeros resulta muy importante, debido a que la solución polimérica tiene una inyectabilidad más baja que la de una salmuera. Entonces al tener una baja permeabilidad trae con ello un decremento en la inyectabilidad de la solución polimérica. Al no tener el suficiente cuidado en una formación con una baja permeabilidad se podría ocasionar un taponamiento en la garganta de los poros.

Un buen ejemplo de lo que implica la permeabilidad en un proyecto de inyección de polímeros es la comparación entre los siguientes proyectos, un proyecto en dos acres de espaciamiento entre pozos con baja permeabilidad no sería tan bueno como uno con un espaciamiento de cinco acres pero con una mayor permeabilidad.

Tomando en cuenta que inyectar un fluido requiere cierta presión de inyección, al disminuir la permeabilidad esta presión de inyección tendría que incrementarse para lograr un buen flujo de la solución polimérica.

Por último se puede decir que con el incremento de la permeabilidad se tendría un mejor desplazamiento, y al tener un mejor desplazamiento de la solución polimérica tendríamos una mayor recuperación de aceite.

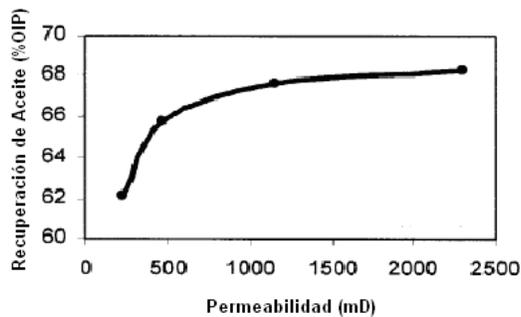


Figura 3.4 Efectos de la Permeabilidad en la Recuperación de Aceite.¹

En la figura 3.4 podemos apreciar la comparación de la recuperación de aceite, de la inyección de polímeros a distintos valores de permeabilidad, podemos observar un incremento de la recuperación de aceite con el incremento de la permeabilidad, así mismo podemos decir que una permeabilidad muy baja afectaría el éxito del proceso.

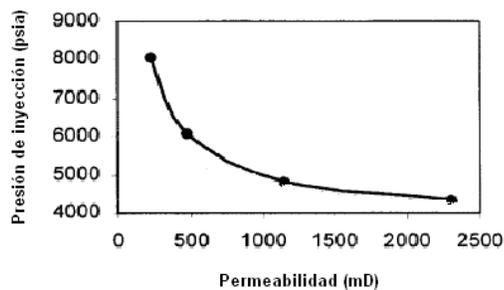


Figura 3.5 Efectos de la Permeabilidad en la Presión de Inyección.¹

En la figura 3.5 se puede observar los efectos de la permeabilidad en la presión de inyección requerida para mantener el diseño de inyección.

Con lo anterior podemos decir que lo especificado en las guías técnicas de escrutinio en cuanto a la permeabilidad debe considerarse ya que la influencia de ésta en el éxito de una inyección de polímeros es muy fuerte.

3.3.2 Porosidad.

La porosidad de la roca es una medida de la capacidad de almacenamiento (volumen de poros), que es capaz de retener fluidos. Cuantitativamente, la porosidad es la relación entre el volumen de poros con el volumen total de roca.

En los tiempos geológicos cuando los sedimentos fueron depositados y la roca se formaba, algunos huecos que se desarrollaron se aislaron de los demás por una excesiva cementación. De esta manera, muchos poros están interconectados, mientras que otros están completamente aislados, esto nos lleva a tener dos tipos distintos de porosidad: porosidad absoluta y porosidad efectiva.

La porosidad absoluta se define como la relación del volumen total de poros en la roca con respecto a su volumen total. Así una roca puede tener una alta porosidad absoluta y no tener conductividad para los fluidos.

La porosidad efectiva es el porcentaje del espacio poroso interconectado con respecto al volumen total de roca. Esta propiedad de la roca es el valor que se considera en todos los cálculos de la ingeniería de yacimientos, por lo tanto es la que se tomará en cuenta para nuestro estudio en la inyección de polímeros.

La porosidad importante y por tanto que debe ser tomada en cuenta en los proyectos de inyección de polímeros es la porosidad efectiva, la cual se puede clasificar en ínter granular y porosidad de fractura. La naturaleza y tipo de la porosidad tiene una gran influencia en la eficiencia de la recuperación de aceite mediante una inyección de polímeros, desde el momento en que esta determina el volumen de aceite recuperable en el yacimiento, y al mismo tiempo la cantidad de polímero necesario para un proyecto de inyección.

La porosidad efectiva es importante ya que al representar al total de volumen de poros interconectados, esta debe ser alta para tener un mayor volumen de aceite recuperable, y por tanto una mayor recuperación de aceite después de la inyección de polímeros.

La naturaleza de la superficie y espacio de poros es muy importante para determinar las características de flujo, adsorción y retención de la roca del yacimiento, que implican una

problemática para la inyección de polímeros al presentarse una pérdida de este en el proceso de inyección. De esto se hablará con detalle en la parte de características de los polímeros.

Con lo anterior podemos decir que la porosidad es un parámetro que debe ser tomado en cuenta para saber la cantidad de polímero que se inyectará y al mismo tiempo tener un estimado de la cantidad de aceite que se puede recuperar.

3.3.3 Tipo de Formación.

El material de que está formada la roca de un yacimiento petrolero puede variar en su composición desde una arena suelta y sin consolidar hasta una arenisca muy dura y densa, calizas o dolomías y los granos están unidos con otros materiales como: sílice, calcita o arcillas.

Esta característica no resulta ser un factor adverso para la inyección de polímeros, ya que hasta el momento no se ha tenido problemas al efectuarse el proceso en los distintos campos, se ha tenido éxito tanto en yacimientos de arenisca como en yacimientos carbonatados.

El tipo de roca de un yacimiento es importante desde el punto de vista de los estudios mineralógicos, de porosidad y permeabilidad de la formación. Los estudios de mineralogía de la roca son importantes debido a la incompatibilidad de algunos minerales con la solución polimérica, como la arcilla que resulta ser un factor adverso para dicha solución, pero esto se discutirá más adelante.

3.3.4 Presencia de Rocas Minerales.

La presencia de distintos minerales puede afectar la eficiencia del proceso, debido principalmente a la presencia en ellos de iones multivalentes, causando con ello la degradación de la solución polimérica.

Ciertas arcillas se hinchan con la presencia de agua, causando efectos negativos tanto en la inyección de agua como en la de los polímeros. Las arcillas reducen la eficiencia del proceso de inyección de polímeros mediante: la adsorción de surfactantes, adicionando calcio a la solución inyectada y mediante la adsorción de polímeros, todos con un efecto negativo en el desplazamiento de aceite.

El calcio presente en algunos yacimientos en forma de yeso, puede causar reacciones con la solución polimérica y reducir la viscosidad de la misma, reduciendo con ello la eficiencia del proceso de inyección.

Así mismo la presencia de arcillas incrementa el intercambio iónico con la roca afectando con ello el comportamiento de la solución polimérica en el proceso. Por lo que es imperativo un buen estudio mineralógico en el yacimiento en el cual se planea implementar la inyección de polímeros como método de recuperación mejorada de aceite.

3.3.5 Saturación de Fluidos.

La saturación de un fluido es definida como la fracción o porcentaje del volumen de poros ocupado por un fluido en particular (aceite, agua o gas). Esta propiedad se puede expresar como la relación del volumen de un fluido con respecto al volumen de poros. De ahí que tenemos saturación de aceite, agua y gas, presente en el yacimiento, cada una de ellas expresada en porcentaje.

Este espacio esta enfocado a la saturación de aceite residual, saturación de aceite móvil y la saturación de agua inicial.

La saturación de aceite residual nos hace referencia al aceite remanente en el yacimiento después de un cierto periodo en el proceso de desplazamiento del aceite en el medio poroso en cualquiera de las etapas de recuperación, el cual es caracterizado mediante un valor de saturación.

La saturación de aceite móvil es definida como la fracción del volumen de poros ocupada por aceite movable.

Y la saturación de agua inicial nos hace referencia a la saturación de agua que se tiene al inicio de producción del yacimiento.

La saturación de aceite de un yacimiento determina el potencial de cualquier método de recuperación mejorada, incluso para la inyección de agua. Y esta saturación de aceite va de la mano de la saturación inicial de agua del yacimiento, así mientras más alta sea la saturación de agua inicial menor será la saturación de aceite. Por tanto mientras más baja sea la saturación de agua inicial, más alta será la recuperación de aceite mediante cualquier proceso de recuperación mejorada, en nuestro caso la inyección de polímeros.

El incremento de la saturación inicial de agua también resulta en un incremento en la permeabilidad al agua y un decremento en la permeabilidad al aceite, dando con esto una relación de movilidad más baja para el aceite y por tanto una baja eficiencia de barrido tanto para la inyección de polímero como para cualquier otro proceso.

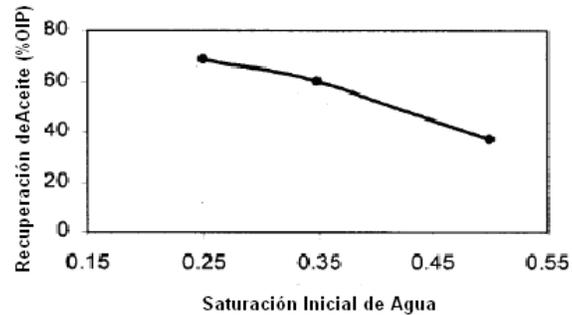


Figura 3.6 Efectos de la Saturación de Agua Inicial Sobre la Recuperación de Aceite.¹

En la figura 3.6 se muestra la recuperación de aceite con una inyección de polímeros para distintas saturaciones de agua inicial, con lo que podemos observar que al aumentar esta saturación, nuestra recuperación de aceite disminuye, debido a la disminución de aceite recuperable en el yacimiento.

3.3.6 Mojabilidad.

La mojabilidad es definida como la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse a la superficie de un sólido en la presencia de otro fluido inmisible. La tendencia de un líquido a expandirse sobre la superficie de un sólido es un indicador de la mojabilidad del líquido hacia el sólido. La mojabilidad puede ser expresada mediante la medición del ángulo de contacto entre el líquido y la superficie del sólido, mientras el ángulo de contacto decrece la mojabilidad sobre la superficie aumenta.

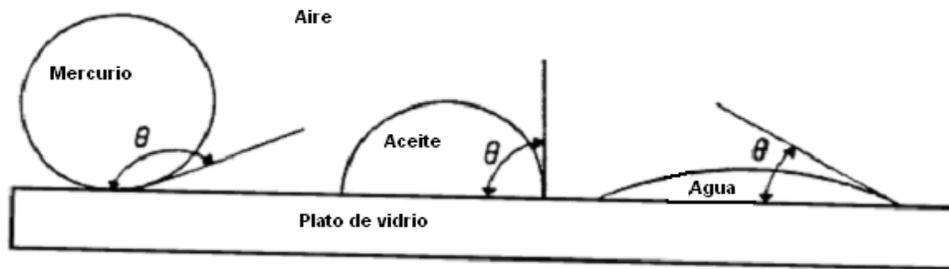


Figura 3.7 Ilustración de la Mojabilidad.²

En la figura 3.7 se muestran pequeñas gotas de tres líquidos: mercurio, aceite y agua, sobre un plato de vidrio, como podemos observar hay una mayor mojabilidad por parte del agua al tener un menor ángulo de contacto.

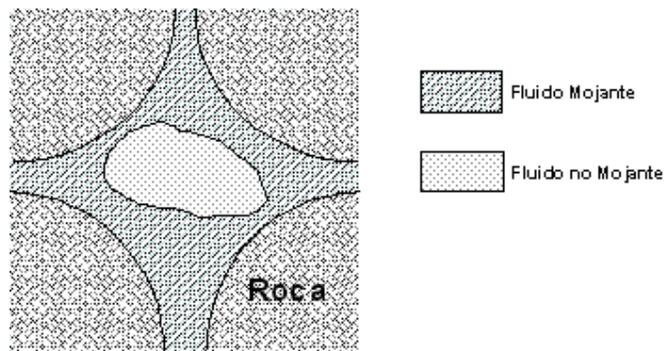


Figura 3.8 Ilustración de la Mojabilidad en el Medio Poroso.³⁵

En la figura 3.8 se puede observar lo que nos representa la mojabilidad de un fluido en el medio poroso y cómo se afecta la distribución de los fluidos presentes en el mismo.

La mojabilidad afecta fuertemente al proceso de inyección de agua y por tanto a la inyección de polímeros, debido a que la mojabilidad es un factor que controla la localización, flujo y distribución de los fluidos en el medio poroso.

Así cuando el proceso se lleva a cabo en un sistema mojado por agua, la recuperación de aceite es mayor, esto se debe a que el aceite se encuentra distribuido en el centro de los poros y las gargantas de poro mientras que el agua se encuentra alrededor de la superficie de la roca, por lo que el desplazamiento del aceite se lleva a cabo de una manera más eficiente.

Sin embargo en un sistema mojado por aceite, se presenta una menor recuperación y un rompimiento antes de tiempo, esto debido a que resulta más difícil recuperar al aceite por encontrarse adherido a la superficie de la roca mientras que el agua se encuentra en el centro del medio poroso.

Por lo que se puede decir que se tendrá una mayor recuperación de aceite si el proceso se lleva a cabo en un sistema mojado por agua.

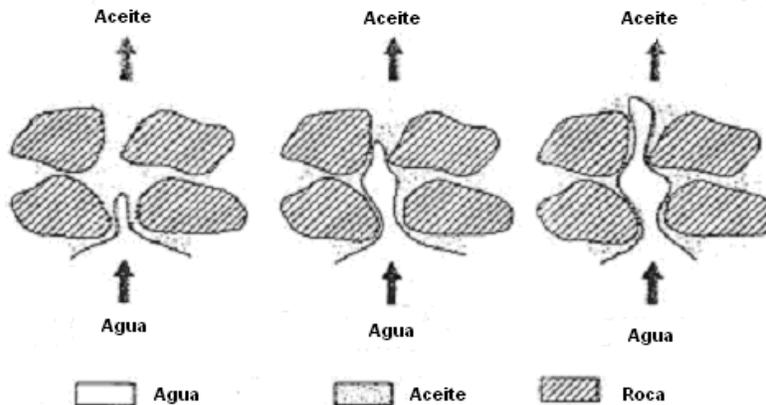


Figura 3.9 Desplazamiento de Aceite con Agua en un Sistema Mojado por Aceite.³⁵

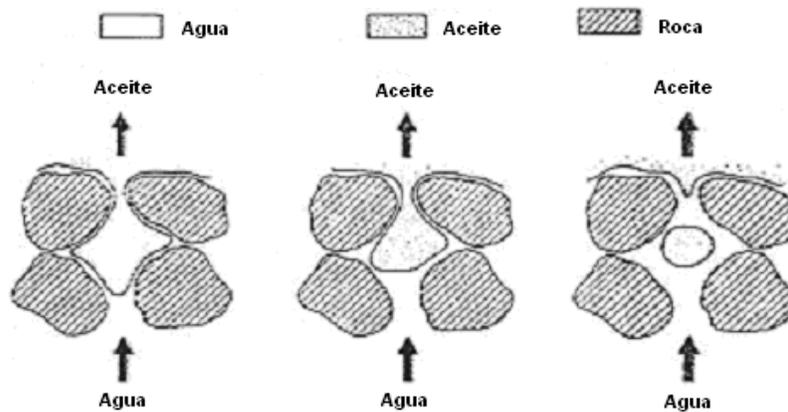


Figura 3.10 Desplazamiento de Aceite con Agua en un Sistema Mojado por Agua.³⁵

En las figuras 3.9 y 3.10 se puede apreciar cómo se desplaza el aceite en un sistema mojado por aceite y en uno mojado por agua, y de esto se puede decir que se da un mejor desplazamiento del aceite en un sistema mojado por agua que en uno mojado por aceite.

3.3.7 Tensión Interfacial.

La tensión interfacial se define como la fuerza ejercida en el límite de contacto entre dos fluidos inmiscibles. Cuando uno de ellos es un gas, se conoce como tensión superficial y si se presenta entre dos líquidos se conoce como tensión interfacial.

La tensión interfacial es causada por la diferencia entre las fuerzas moleculares entre ambos fluidos, causando un desequilibrio entre las fuerzas en la interfase. En la figura 3.11 podemos apreciar el fenómeno de la tensión interfacial.

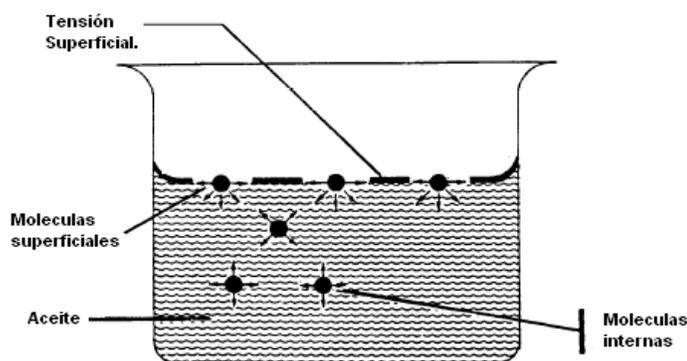


Figura 3.11 Ilustración de la Tensión Interfacial.²

La tensión interfacial juega un papel importante en los cálculos de la ingeniería de yacimientos, sobre todo en el diseño de proyectos de recuperación mejorada de aceite, sin embargo para el proceso de inyección de polímeros no es una prioridad debido a que no está dentro de sus retos a alcanzar, esta propiedad es más importante en el desarrollo de procesos como la inyección de surfactantes.

3.4 Características del Yacimiento.

En este apartado se comentará acerca de las características de un yacimiento que pueden generar condiciones adversas para la inyección de polímeros como método de recuperación mejorada de aceite. Entre las que se encuentran su profundidad, temperatura, presión y geometría del yacimiento.

3.4.1 Profundidad, Presión y Temperatura.

Usualmente la profundidad del yacimiento controla la temperatura y la presión inicial del mismo, de ahí que se tratará a las tres al mismo tiempo por la relación entre ellas.

La temperatura de un yacimiento resulta ser un factor muy desfavorable en la inyección de polímeros debido a que ambos tipos de polímeros se empiezan a degradar a temperaturas cercanas a los 200°F, es decir pasan a una fase acuosa, por lo que al incrementar la temperatura a una mayor a ésta el polímero empezaría a perder consistencia hasta llegar a perderla totalmente.

Como ya se trató anteriormente al degradarse un polímero empieza a perder sus propiedades, entonces tal como se observa en la figura 3.12 la solución polimérica empezaría a perder su poder viscosificante haciendo que el proceso resulte ineficiente.

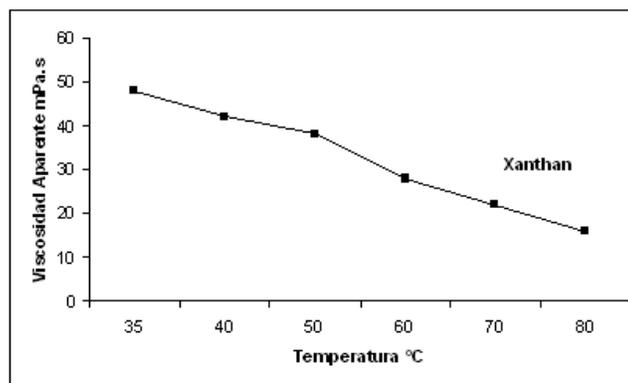


Figura 3.12 Comportamiento de la Viscosidad del Polímero con Respecto a la Temperatura.⁵²

En la figura 3.13 se puede observar cómo al aumentar la temperatura el tiempo de vida útil de un polímero cae drásticamente y cómo al sobrepasar los 200 °F la degradación del polímero es casi instantánea.

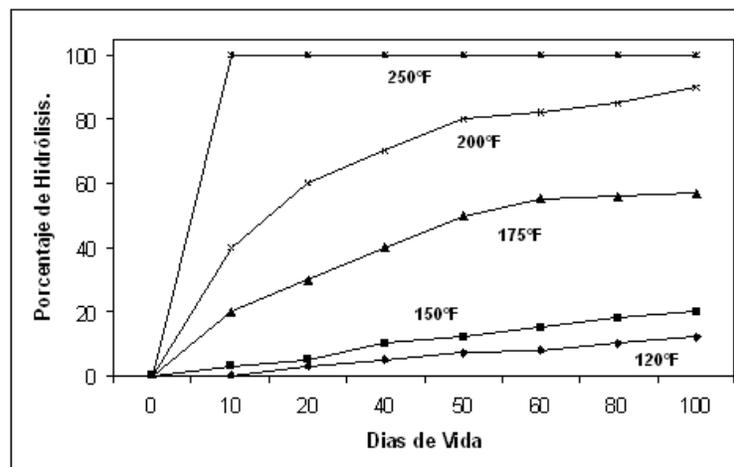


Figura 3.13 Tiempo de Vida de un Polímero con Respecto a la Temperatura.⁵²

Así al relacionar la temperatura con la profundidad, ya que con el aumento de la segunda la primera aumenta gradualmente, resulta poco probable obtener éxito en la inyección de polímeros en yacimientos muy profundos, ya que su temperatura sería muy elevada llevando con ello a la degradación del polímero, en caso de tener temperaturas aun mayores (cercas a los 300°F) el polímero tendría una descomposición inmediata.

Otro factor que se relaciona a la profundidad del yacimiento es la presión de inyección, la cual resulta ser mayor en la inyección de polímeros que en una inyección de agua. El límite de la presión máxima de inyección en un proceso esta dado por la presión que fracturaría la formación, por lo que formaciones superficiales o poco profundas serian restrictivas para una inyección de polímeros por tener una presión de fractura menor.

En cuanto a la presión del yacimiento, no se cuenta con información para decir que pueda ser un factor adverso en la inyección de polímeros como proceso de recuperación mejorada de aceite, sin embargo recordemos que la presión es un factor que afecta directamente a la viscosidad del aceite del yacimiento.

3.5 Características del Polímero.

En esta parte se tratará el cómo afectan la características del polímero en el proceso de inyección, entre las que están el tipo de polímero empleado, la viscosidad del polímero, su concentración, tamaño del bache, su adsorción en la formación del yacimiento y su factor de resistencia.

3.5.1 Tipo de Polímero.

Como ya se comentó en el capítulo anterior cada tipo de polímero tienen ventajas y desventajas, sin embargo debemos tomar en cuenta las condiciones del yacimiento para realizar la mejor selección del polímero que se va inyectar en nuestro campo.

Entre las ventajas más notables de la poliacrilamida están: relativamente bajo precio, buen desarrollo de la viscosidad en agua dulce y buena retención a la superficie de la roca para lograr una buena reducción en la permeabilidad al agua (factor de resistencia residual). Entre sus desventajas están su bajo desarrollo de la viscosidad en agua con alta salinidad y su tendencia a degradarse a gastos de inyección muy altos.

Y entre las ventajas de los biopolímeros está: excelente poder viscosificante en agua con altas concentraciones de sal y su grado de resistencia a la degradación (mayor al de la poliacrilamida). Su retención en la roca no es tan buena lo que hace que se propague más rápido en la formación, por lo que se puede reducir la cantidad de polímero a emplear en el proceso, pero al mismo tiempo su factor de resistencia residual se reduce.

El peso molecular del polímero resulta ser un factor muy importante a considerarse en la selección del polímero, ya que de esto depende su viscosidad y la reducción de la permeabilidad relativa al agua. Así entre más elevado sea el peso molecular mayor será su viscosidad y mayor será la reducción en la permeabilidad relativa al agua y con esto se dará un aumento en la recuperación de aceite. Sin embargo al aumentar el peso molecular de polímero, este puede ocasionar tapones en los poros de la formación mientras fluye por ellos. Por lo que resulta importante un estudio entre la relación del peso molecular y la permeabilidad, una regla sencilla es que el radio de giro de la molécula del polímero debe ser por lo menos cinco veces menor a la medida promedio del espacio poroso del yacimiento.

Los puntos más importantes a considerarse en la selección del polímero para el proceso de inyección son:

1. El polímero debe ser inyectable en el yacimiento.
2. Debe sobrevivir a las condiciones del yacimiento.
3. Debe ser capaz de moverse a través del yacimiento.
4. Proveer la viscosidad requerida.

3.5.2 Concentración del Bache de Polímero.

Tan sencillo como decir que los resultados de desplazamiento con un bache de polímero a alta concentración son mejores que los obtenidos con uno de menor concentración. Con el aumento de la concentración del bache de la solución polimérica, la cantidad de fluido a inyectar en el proceso completo decrece, y se reduce la producción de agua y aumenta la recuperación de aceite.

Como ya se mencionó al aumentar la concentración de polímero también se aumenta su viscosidad, así pues con ello en el caso de una poliacrilamida se puede lograr una menor pérdida de viscosidad al contacto de agua salada con alta concentración tal como se observa en la figura 3.3.

3.5.3 Tamaño del Bache de Polímero.

Este factor está muy relacionado con la parte económica del proceso, primero porque dependiendo del volumen del bache de la solución polimérica, será más fácil o difícil para el bache posterior de agua romperlo. Es decir, entre más grande sea el bache de la solución polimérica será más difícil para el bache de agua disolverlo y con ello también se logra un mayor control en la producción de agua, aumentando también la producción de aceite.

En otras palabras, si la presencia de la solución polimérica resulta ser muy pequeña, con la adsorción de esta en la roca y la disolución de esta el proceso se convertiría en una inyección de agua convencional. Un volumen mayor en el bache de la solución polimérica nos asegura un mejor control en la adsorción de la roca y la disolución de este dando con ello su presencia durante un mayor periodo de tiempo.

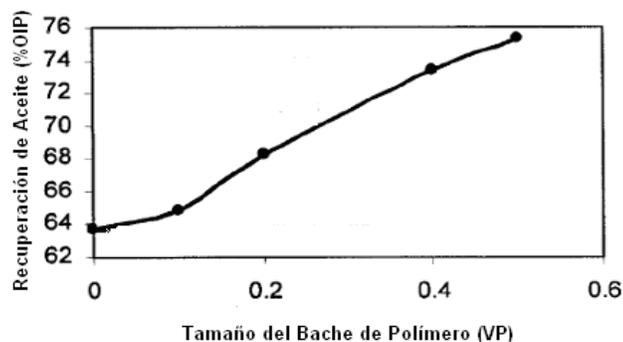


Figura 3.14 Efectos del Tamaño del Bache de la Solución Polimérica en la Recuperación de Aceite.¹

En la figura 3.14 se muestran los efectos del tamaño del bache de la solución polimérica en la recuperación de aceite, mostrándonos como al aumentar el volumen de este también aumenta la recuperación de aceite. La figura también nos muestra que un bache extremadamente pequeño no es efectivo, resultando casi igual a una inyección típica de agua.

3.5.4 Adsorción del Polímero.

Este resulta ser otro parámetro de gran importancia para la parte económica del proceso de inyección de polímeros, ya que de ello dependerá en gran parte la determinación de la cantidad de polímero a inyectar para evitar el deterioro del bache de la solución polimérica. La adsorción o retención de un químico en la superficie de la roca tiene una gran influencia sobre la concentración de la solución polimérica y esta sobre la eficiencia del proceso. La retención del polímero en la roca depende del tipo de polímero, de su peso molecular, de la composición de la roca, de la salinidad del agua de formación, del gasto y la temperatura del yacimiento.

Entonces el incremento de la capacidad de la roca para adsorber al polímero causa un deterioro prematuro en la solución polimérica es decir su disolución y rompimiento, dando con ello una baja en la recuperación de aceite. Este parámetro está fuertemente ligado a la salinidad del agua de formación, ya que con el aumento de esta la adsorción del polímero en la roca incrementa.

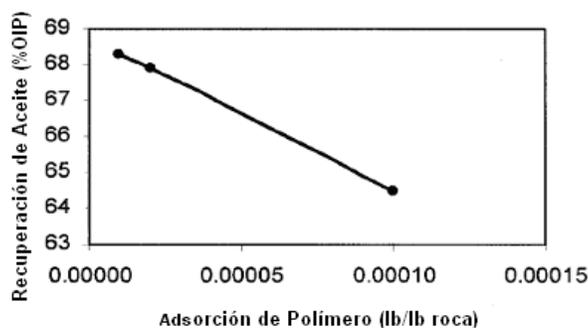


Figura 3.15 Efectos de la Adsorción del Polímero en la Recuperación de Aceite.¹

En la figura 3.15 se puede apreciar como al incrementar la capacidad de adsorción del polímero disminuye la recuperación de aceite, con el aumento de la adsorción de polímero al doble con este se tiene un decremento de cerca del 3% en la recuperación de aceite.

Sin embargo de la adsorción del polímero depende también otro parámetro, el factor de resistencia residual, del cual dependerá la reducción de la permeabilidad relativa al agua, por lo que se debe cuidar que la adsorción y/o retención del polímero en la roca sea adecuada para tener un buen efecto en la reducción de la permeabilidad relativa al agua de la roca.

3.5.5 Viscosidad del Polímero.

La viscosidad del polímero es un parámetro importante que contribuye en gran parte al éxito del proceso de la inyección de polímeros como método de recuperación mejorada de aceite. Esta depende en gran medida del tipo de polímero, de su concentración y peso molecular. Entonces al tener una mayor concentración se tendrá una mayor viscosidad de la solución polimérica, figura 3.16, siempre y cuando se tenga un peso molecular ideal tal como se trató en el capítulo dos.

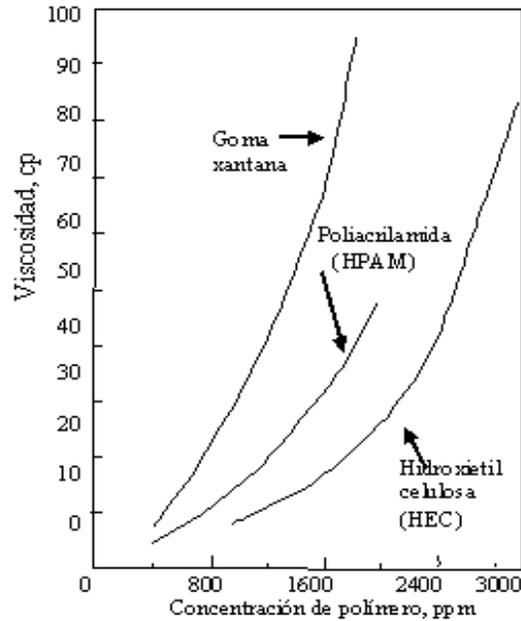


Figura 3.16 Relación Entre la Viscosidad y la Concentración del Polímero.⁵²

La viscosidad del polímero representa un factor importante ya que esta influye directamente en la retención de una mayor cantidad de agua, lo que representa básicamente al proceso, con ello al aumentar la viscosidad del polímero se obtendrá una mayor recuperación de aceite.

El incrementar la viscosidad del polímero nos lleva a incrementar su peso molecular y la concentración del bache de la solución polimérica, al mismo tiempo a requerir una mayor presión de bombeo para la inyección.

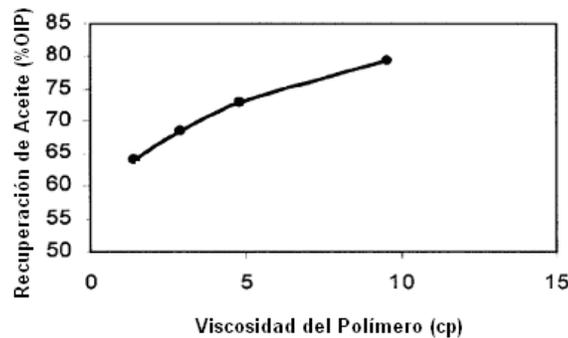


Figura 3.17 Efectos de la Viscosidad del Polímero en la Recuperación de Aceite.¹

En la figura 3.17 se muestra cómo varía la recuperación de aceite con el cambio de la viscosidad del polímero, en la que se puede apreciar cómo al incrementar este parámetro aumenta la recuperación de aceite.

3.5.6 Factor de Resistencia.

El factor de resistencia es definido como la relación de la movilidad del agua con respecto a la movilidad de la solución polimérica.

$R_f = \frac{k_w/\mu_w}{k_p/\mu_p} = \frac{k_w\mu_p}{k_p\mu_w}$	(3.3)
---	-------

El factor de resistencia es usado para ver el desarrollo de distintos polímeros en un proceso de inyección. El comportamiento del factor de resistencia depende fuertemente del tipo de polímero empleado y de su peso molecular, ya que este se desarrolla con el aumento de la viscosidad del polímero, parámetro del que ya se habló anteriormente.

3.5.7 Factor de Resistencia Residual.

El factor de resistencia implica la reducción de la permeabilidad relativa al agua de la formación, esto se ve a partir del factor de resistencia residual, el cual es la relación de movilidad del agua antes y después de la inyección de la solución polimérica. También expresado como la relación entre las permeabilidades relativas al agua antes y después de la inyección del polímero.

$R_{rf} = \frac{k_{wi}}{k_{wd}}$	(3.4)
----------------------------------	-------

El factor de resistencia residual es una medida de la tendencia de un polímero a formar un bloqueo parcial en el medio poroso cuando se da una retención del mismo, reduciendo con esto la permeabilidad relativa al agua. En la figura 3.18 se puede apreciar cómo se da el fenómeno que representa al factor de resistencia residual.

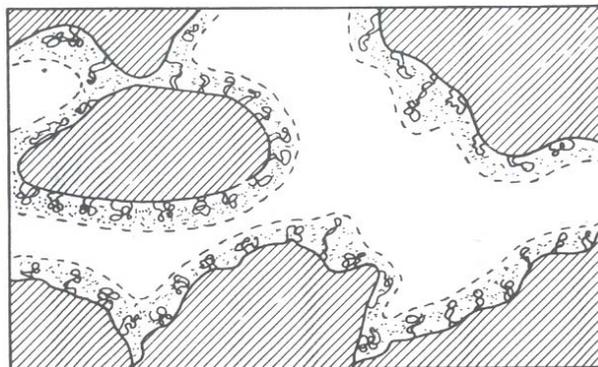


Figura 3.18 Ilustración del Factor de Resistencia Residual.³⁷

Se debe tener cuidado con esta tendencia, ya que si esta llega a formar un bloqueo excesivo en la formación, se causaría un taponamiento en los poros, sobre todo en yacimientos con una muy baja permeabilidad.

3.6 Otros Aspectos.

3.6.1 Etapa de Recuperación de Aceite.

Este aspecto en la inyección de polímeros resulta ser adverso, si la inyección de polímeros se realiza en yacimientos en los cuales se ha aplicado la inyección de agua durante un periodo muy extenso y al iniciar la inyección de polímeros la saturación de aceite residual es limitada, dando con ello una baja recuperación de aceite a partir de la aplicación de la inyección de polímeros.

La inyección de polímeros resulta tener un mayor éxito en su aplicación (mayor recuperación de aceite) si esta se aplica en una etapa de recuperación más temprana, es decir mientras menos tiempo ha pasado en la explotación del yacimiento mejores resultados se pueden obtener.

3.7 Pruebas de Campo.

Para realizar un buen proceso de escrutinio y escoger un buen candidato para aplicarse la inyección de polímeros es necesario realizar un análisis de campo preeliminar. Estos datos obtenidos del análisis de nuestro campo ayudarán a caracterizar al yacimiento en estudio,

Capítulo 3. Criterios de Escrutinio.

obteniendo los datos necesarios para realizar el proceso de escrutinio a un campo. Los principales parámetros a ser identificados en este proceso son:

- Volumen de aceite en el lugar.
- Transmisibilidad,
- Variación de la permeabilidad del yacimiento.
- Mojabilidad de la roca.
- Temperatura del yacimiento.
- Salinidad de la salmuera presente en el yacimiento.

Esto mediante estudios en: el pozo, registros geofísicos y análisis de núcleos, estos deberán ser tomados al momento de llevarse a cabo los criterios de escrutinio a un yacimiento.

En la tabla 3.2 se muestran los datos necesarios a obtenerse en esta etapa de análisis en nuestro campo.

Tabla 3.2 Lista de Datos Necesarios Para Completar un Análisis de Campo.⁶¹

Instalaciones.	<ul style="list-style-type: none">• Tipo y calidad.• Edad.• Equipo de monitoreo.• Control de calidad.
Proceso.	<ul style="list-style-type: none">• Espaciamiento entre pozos.• Fuentes y tipos de agua.• Relación agua-aceite actual.• Presión actual.
Aceite original en el lugar.	<ul style="list-style-type: none">• Reservas.
Transmisibilidad del yacimiento.	<ul style="list-style-type: none">• Permeabilidad.• Espesor neto,• Índice de inyektividad.
Permeabilidad del yacimiento.	<ul style="list-style-type: none">• Registros.
Variación de la permeabilidad.	<ul style="list-style-type: none">• Análisis de núcleos.

3.7.1 Pruebas Convencionales.

Estos estudios se realizan para obtener datos específicos de nuestro campo, para definir nuestro yacimiento, sus límites, su estructura y características como su presión y temperatura. Dentro de estos estudios se encuentran la toma de registros geofísicos para la obtención de datos específicos y la obtención de núcleos para estudios básicos.

Las características de los yacimientos en gran medida determinan el potencial de la inyección de polímeros, por esta razón es de gran importancia tener datos de análisis de núcleos disponibles para los proyectos candidatos. Los datos que se obtienen dentro de estas pruebas convencionales son:

- Estructura y límites del yacimiento.
- Porosidad y permeabilidad.
- Saturación de aceite.
- Saturación de agua.
- Litología.
- Densidad del grano.
- Presión y temperatura.

Conocer estos datos al momento de realizar el proceso de escrutinio nos llevará a tener una mejor selección de un campo a aplicarse la inyección de polímeros como proceso de recuperación mejorada de aceite. Sin embargo hay datos que son necesarios y no se obtienen con estas pruebas convencionales, por lo que se requiere realizar análisis especiales de núcleos.

3.7.2 Análisis Especiales de Núcleos.

Los análisis especiales de núcleos se refieren a las pruebas especializadas, las cuales se emplean para caracterizar el material del núcleo. Estos análisis aclaran el funcionamiento de flujo de los fluidos en el medio poroso. Estos datos serán usados para determinar que tan rápido un fluido puede fluir a través del medio poroso.

Entre los datos que se obtienen de estos análisis especiales de núcleos se encuentran:

Capítulo 3. Criterios de Escrutinio.

- Permeabilidades relativas.
- Mojabilidad de la roca.
- Contenido mineral.
- Cantidad y tipos de arcillas.
- Factor de formación.
- Índice de resistividad.
- Características del flujo fraccional.

La obtención de estos datos nos llevará a una buena selección mediante los procesos de escrutinio dando con ello una mayor probabilidad de éxito en la aplicación del proceso en un yacimiento específico.

Para concluir este capítulo se puede decir que la recuperación de aceite a obtener de un proceso de inyección de polímeros está en función de: la mojabilidad del sistema, la geometría de poros, la distribución de fluidos, la saturación de fluidos y la historia de saturaciones y sobre todo en la relación entre viscosidades y permeabilidades relativas agua-aceite (relación de movilidad). Sin embargo la elección del mejor polímero a emplearse en el proceso tomando en cuenta sus características y la interacción de este en el yacimiento es fundamental para alcanzar el éxito en la inyección de polímeros y obtener una mayor recuperación del aceite remanente del yacimiento.

Tabla 3.3 Caracterización del Aceite del Yacimiento Para Métodos de Recuperación Mejorada de Aceite (Inyección de Polímeros).²⁵

Básicos.	Adicionales para la inyección de polímeros.
• Análisis PVT.	
• Sedimentos y agua en el aceite.	
• Análisis composicional.	
• Grados API.	

Capítulo 3. Criterios de Escrutinio.

Tabla 3.4 Caracterización del Agua del Yacimiento Para Métodos de Recuperación Mejorada de Aceite (Inyección de Polímeros).²⁵

Básicos.	Adicionales para la inyección de polímeros.
<ul style="list-style-type: none"> • Presencia de iones multivalentes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Pruebas de compatibilidad.
<ul style="list-style-type: none"> • Sólidos disueltos totales. 	<ul style="list-style-type: none"> • Estudios reológicos con polímeros.
<ul style="list-style-type: none"> • Turbiedad. 	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis biológicos.
	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis para determinar la capacidad del agua para remover iones multivalentes.

Tabla 3.5 Caracterización de la Roca y Sistema Roca-Fluidos Para Procesos de Recuperación Mejorada de Aceite (Inyección de Polímeros).²⁵

Básicos.	Adicionales para métodos químicos.
<ul style="list-style-type: none"> • Escaneo de rayos gamma (Heterogeneidad). 	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad de intercambio cationico.
<ul style="list-style-type: none"> • Estudios mineralógicos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Pruebas de sensibilidad del agua.
<ul style="list-style-type: none"> • Tamaño de grano. 	<ul style="list-style-type: none"> • Cálculos del número capilar.
<ul style="list-style-type: none"> • Distribución de medida de poro. 	<ul style="list-style-type: none"> • Adsorción de químicos.
<ul style="list-style-type: none"> • Porosidad y permeabilidad. 	<ul style="list-style-type: none"> • Precipitación de químicos.
<ul style="list-style-type: none"> • Pruebas de permeabilidad relativa. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mojabilidad.
<ul style="list-style-type: none"> • Movilidad y estabilidad del banco de aceite. 	<ul style="list-style-type: none"> • Contenido de arcillas.
<ul style="list-style-type: none"> • Dispersividad. 	<ul style="list-style-type: none"> • Área de la superficie.

En las tablas 3.3, 3.4 y 3.5 se presenta un resumen del análisis para llevar a cabo la caracterización de los fluidos, la roca y del sistema roca-fluidos, aumentando los análisis específicos para la inyección de polímeros.

Capítulo 4. Evaluación Preliminar.

Una vez que nuestro yacimiento ha pasado la selección mediante los criterios de escrutinio y resulta ser un buen candidato para aplicarse la inyección de polímeros, se pasa a lo que se conoce como evaluación preliminar en la cual se realiza la selección del polímero a emplear en nuestro proceso, así como su concentración y peso molecular ideal, esto mediante el uso del flujo del polímero en el medio poroso realizando una evaluación a nivel de laboratorio de distintas soluciones poliméricas para poder seleccionar la que mejores resultados presente. Con esto se realiza un estudio del potencial de nuestro método de recuperación mejorada de aceite para nuestro yacimiento, mediante el uso de una evaluación de laboratorio de desplazamiento de aceite con polímeros en núcleos y al mismo tiempo una evaluación matemática mediante el empleo de modelos analíticos del flujo fraccional del polímero en el medio poroso.

4.1 Evaluación de Laboratorio.

En esta sección se hablará de las pruebas de laboratorio relevantes que se realizan a una solución polimérica para sustentar lo que será la simulación matemática del proceso de inyección de polímeros y más adelante la prueba piloto del proceso. En general todas las pruebas están enfocadas a las propiedades de la adsorción polimérica y su desempeño en el medio poroso.

Las pruebas de laboratorio que se realizan en esta etapa de la evaluación preliminar del proceso de inyección de polímeros son: compatibilidad, estabilidad, formación de tapones, preparación de la solución polimérica, adsorción en el medio poroso, reología, etc. Siendo la intención de estas pruebas el sustentar la información para la aplicación del proceso a nivel de campo.

En general son tres distintas pruebas para la evaluación de la solución polimérica en el laboratorio:

- Compatibilidad del polímero (pruebas de escrutinio).
- Obtención de datos de la inyección de polímeros en núcleos (para la simulación).

- Obtención de datos del desempeño de la solución polimérica (desplazamiento de aceite).

4.1.1 Compatibilidad del Polímero (Pruebas de Escrutinio de Polímeros).

Las pruebas de compatibilidad de una solución polimérica son un prerrequisito, para obtener el polímero apropiado a una aplicación dada. Incluso para cierta clase de polímeros, esta selección es posible gracias a la relación de ciertas propiedades, como: su peso molecular, su grado de hidrólisis (en el caso de la poliacrilamida) y la forma en la que se empleará el polímero (emulsión, gel, polvo, etc.).

Las pruebas de compatibilidad o escrutinio de un polímero se realizarán a distintas soluciones poliméricas a una o más concentraciones propuestas. Las pruebas típicas de esta etapa se describen a continuación.

1. Disolución del polímero.

La primera prueba debe ser la de disolución satisfactoria del polímero en la salmuera de inyección, en la cual se pretende que el polímero se disperse a un buen nivel molecular. No debe presentarse ningún tipo de precipitación del polímero, esta prueba nos indica la forma más conveniente que debe tener el polímero a ser utilizado, ya sea en emulsión, gel, polvo, etc.

2. Habilidad viscosificante.

La solución polimérica preparada con la salmuera de inyección debe presentar un buen poder viscosificante a condiciones de yacimiento. Es decir la viscosidad de la solución con una concentración razonable debe ser suficiente para proveer una buena relación de movilidad.

3. Deterioro de la solución polimérica.

El deterioro de la solución polimérica en pocos días a temperatura ambiente, al estar en presencia de otros aditivos que estarán presentes en el yacimiento, tales como: hierro e incluso el oxígeno, es algo que debe considerarse para prevenir el deterioro de la misma en un corto periodo de tiempo.

4. Filtración en micro poros.

Las pruebas de filtración a través de filtros simulando micro poros, deben ser tomadas en cuenta al momento de la preparación de la solución polimérica, para evitar que la filtración llegue a ser muy lenta a través de poros de menos de 8 μm y con ello tener un exceso en la retención del polímero en el medio poroso dando con ello la formación de taponos. Las pruebas de filtración son muy importantes para detectar una baja filtrabilidad, sobre todo si el yacimiento en el cual se llevara a cabo el proceso es de baja permeabilidad.

5. Filtración en núcleos.

Las pruebas de filtración en núcleos deben realizarse a todas las muestras de polímeros candidatos que tuvieron un buen despacho en las pruebas de filtración a través de micro poros. Los núcleos empleados en esta prueba deben ser de las zonas más permeables de la región de flujo, monitoreando en todo momento la presión a través del núcleo y la pérdida de polímero en la solución. Una vez que se realizó esta prueba de flujo, el núcleo debe ser inspeccionado para detectar cualquier tipo de taponamiento que pudiera haber ocurrido.

6. Estabilidad química.

Es muy importante asegurarse que el polímero a emplear es suficientemente estable para emplearse en un proceso de inyección ya que este será el principal parámetro para garantizar la eficiencia del desplazamiento del proceso. Las pruebas de estabilidad deben estar orientadas principalmente a observar la estabilidad de la solución en un largo periodo de tiempo, tomando en cuenta el contacto de la solución polimérica con la salmuera del yacimiento y la temperatura del mismo. Así mismo debe tomarse en cuenta la presencia de cualquier sustancia que deteriore la solución (como ya se mencionó en el punto tres). Estas pruebas serán las de mayor consumo de tiempo de esta etapa, y deberán realizarse por laboratorios bien establecidos y dedicados al estudio de la estabilidad de polímeros solubles en agua. Finalmente el objetivo de estas pruebas es asegurarse que los polímeros candidatos tienen un cierto tiempo de vida, el cual deberá ser considerado en el proceso de diseño de inyección.

7. Estabilidad física o mecánica.

El propósito de estas pruebas es pasar por un criterio de escrutinio a los polímeros candidatos de acuerdo a su estabilidad bajo condiciones de flujo que provocarán la

degradación de las moléculas del mismo. Estas condiciones las experimentará principalmente en el equipo superficial de inyección, pasando a través del pozo de inyección y en las zonas del yacimiento cercanas al pozo. La esencia de estas pruebas radica en hacer pasar a la solución polimérica a través de núcleos a una alta velocidad, resaltando la pérdida en la viscosidad en la solución. Cabe mencionar que estas pruebas están más enfocadas a los polímeros sintéticos (poliacrilamida), ya que la estabilidad mecánica de los polímeros biológicos (biopolímeros) está bien establecida.

Una vez que el polímero más adecuado ha sido escogido mediante este proceso de escrutinio se puede pasar a la siguiente etapa de estas pruebas de laboratorio, en la cual se harán pruebas de adsorción, retención y reología a la solución polimérica al hacerla fluir a través de núcleos.

4.1.2 Inyección de Polímeros en Núcleos.

En esta etapa se realiza la recolección de datos experimentales que sustentarán la simulación matemática y más tarde la prueba piloto de un proceso de inyección. Esta obtención de datos se basa en pruebas que están enfocadas al comportamiento de la solución polimérica en el medio poroso.

Entre las principales pruebas están las de el estudio de la adsorción y retención asociadas con la reducción de la permeabilidad, reología de la solución y propiedades del transporte de la solución.

Los datos obtenidos de las pruebas de adsorción y retención de la solución polimérica son los más críticos en términos del impacto que tienen en la eficiencia de recuperación de la inyección de polímeros. Tomando en cuenta que la solución polimérica escogida en el proceso de escrutinio o compatibilidad, tiene una buena filtrabilidad y dispersión.

Las pruebas que se realizan en esta etapa se describen a continuación.

1. Adsorción, retención y reducción de la permeabilidad.

Estas pruebas resultan ser las más importantes de las realizadas en esta etapa, en cuestión del sustento que representan estos datos para la siguiente etapa del proceso. Es primordial que las pruebas de esta etapa se realicen en núcleos de distintas permeabilidades del yacimiento (al cual se pretende aplicar el proceso de inyección de polímeros) con una

saturación de aceite residual, aunque es preferible emplear muestras con altas permeabilidades para la obtención de mejores datos. Se realizan varias pruebas de inyección de polímeros en núcleos, realizando un balance de materia del flujo del polímero en núcleos para obtener una buena relación de la adsorción con respecto a la concentración del polímero (como se muestra en la figura 4.6) para distintas muestras de análisis. Después de cada una de las pruebas de flujo del polímero, se debe realizar una mediación de la reducción de la permeabilidad como parámetro del factor de resistencia residual, esto mediante el uso de un post flujo de una salmuera, con lo que se tendrá un parámetro para ver que tan satisfactoria es la retención del polímero en el medio poroso. Estos parámetros obtenidos de la adsorción, la reducción de la permeabilidad y el factor de resistencia residual se emplearán directamente en la evaluación de la simulación matemática del proceso, como se discutirá más adelante.

2. Reología del polímero.

Estas pruebas se realizan para entender mejor la relación de la viscosidad aparente de la solución polimérica en el medio poroso con respecto al gasto de inyección. Las medidas de la reología deben tomarse a distintos gastos de inyección en núcleos del yacimiento con una saturación de aceite residual, estas pruebas deben realizarse después de que se tiene un dato preciso de la capacidad de adsorción del núcleo y del factor de resistencia residual. Nuevamente las pruebas deberán realizarse en distintas muestras de núcleos, sin embargo las muestras de núcleos más relevantes serán aquellas con más alta permeabilidad. La concentración del polímero a tomarse en cuenta será la concentración de inyección, pero si los recursos lo permiten se deberá tomar en cuenta en el estudio valores más bajos en la concentración de la solución polimérica.

3. Medición de los parámetros de transporte.

Los parámetros principales a medirse en estas pruebas de laboratorio son, el volumen inaccesible de poros, del cual se realiza una medición a través de la permeabilidad del núcleo. Esta cuantificación es muy importante sobre todo tomarla en cuenta en la simulación matemática por el efecto que tiene en el tiempo de rompimiento del polímero. Se ha determinado que los efectos del volumen inaccesible de poros están dominados por la retardación frontal del polímero como resultado de la adsorción y retención del mismo

en el medio poroso. Otro parámetro que se obtiene en estas pruebas es el coeficiente de dispersión de la solución polimérica y el digiteo viscoso, que resultan importantes para poder interpretar detenidamente los datos obtenidos de los experimentos de inyección de núcleos, ya que la escala manejada no es la misma que una a nivel de campo por tanto no podrán emplearse directamente en la simulación matemática del proceso.

Después de esta etapa se pasa a la que resulta ser la prueba primordialmente importante desde el punto de vista de que el objetivo del proceso de inyección de polímeros es el desplazamiento de aceite de un yacimiento.

4.1.3 Experimentos de Desplazamiento de Aceite con Polímeros.

Este tipo de pruebas resultan ser bastante limitadas cuando se aplican a núcleos cortos, resultando prácticamente en un desplazamiento en una dimensión. En este tipo de sistemas solo el desplazamiento de aceite con una mayor viscosidad, mediante un tipo de inyección de control de viscosidades puede ser desarrollado, siendo en estos casos el único reto de la solución polimérica el control de la relación de movilidad. En este tipo de experimentos solo queda observar que mediante una inyección de polímeros se desplaza una mayor cantidad de aceite que con una inyección de agua. Sin embargo mediante este tipo de pruebas no se puede afirmar que la eficiencia en la recuperación realmente nos represente la situación en el yacimiento.

Entonces los problemas al interpretar el desplazamiento de la inyección se presentan cuando:

1. El desplazamiento de aceite en el campo, generalmente está precedido por una inyección de agua y el mejoramiento de la recuperación de aceite atribuible al polímero se debe a un desplazamiento secundario y esto no puede ser llevado a cabo de una manera objetiva en una prueba de desplazamiento en núcleos si este se encontraba originalmente con una saturación de agua congénita.
2. La inyección en núcleos generalmente esta dominada por la viscosidad (aunque las fuerzas capilares actúan, en el laboratorio son menores que en el campo) y en el campo tanto los efectos de la viscosidad como los gravitacionales están presentes y por tanto el desplazamiento no estará propiamente representado a escala.

3. Existe una gran variabilidad en las muestra de núcleos para la inyección, especialmente si estos son restaurados a su estado para su uso en el desplazamiento de aceite con polímeros. Y por tanto no se puede asegurar que una inyección representada de esta manera sea valida en una aplicación real.

Haciendo a un lado estos problemas el desplazamiento de aceite con polímeros en núcleos es una muy buena fuente de obtención de datos de la efectividad del control de la relación de movilidad en el sistema de la solución polimérica y el aceite. Siempre y cuando la prueba se realice en distintas muestras de núcleos para obtener un mejor resultado.

Otra forma de representar el desplazamiento de aceite a través de la inyección de un polímero es el uso de modelos matemáticos, de lo cual se hablará a continuación.

4.2 Evaluación Mediante el Uso de Modelos Analíticos.

El tipo de polímero y los procesos que son usados en el campo dependen de los resultados de las pruebas del proceso de escrutinio y los análisis de laboratorio descritos anteriormente. La información de estas fuentes es evaluada por el uso de modelos analíticos para determinar el comportamiento de un desplazamiento con polímeros.

Los modelos analíticos más simples empleados para representar el flujo del polímero en el medio poroso, provienen de la teoría del flujo fraccional de la inyección de agua de Buckley y Leverett. Así que se partirá de esta para llegar a las correlaciones del flujo fraccional de polímeros en el medio porosos.

4.2.1 Ecuación General del Flujo Fraccional.

En este primer punto se desarrolla la ecuación general del flujo fraccional de un fluido que desplaza a otro. La ecuación general del flujo fraccional se desarrolla a partir de la ecuación de Darcy tomando en cuenta la influencia de la aceleración gravitacional, dicha ecuación es la siguiente:

$$v = -\frac{k}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial s} - g\rho \sin\alpha \right) \quad (4.1)$$

Donde:

v = velocidad de inyección.

k = Permeabilidad

μ = Viscosidad

$\frac{\partial P}{\partial s}$ = Gradiente de presión

g = Gravedad

ρ = Densidad

α = Ángulo de echado.

Si se considera a la velocidad de inyección y el peso específico como:

$v = \frac{q}{A}$	(4.2)
-------------------	-------

$\gamma = g\rho$	(4.3)
------------------	-------

Sustituyendo la ecuación 4.2 y 4.3 en 4.1 nos queda:

$\frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial s} - \gamma \text{sen} \alpha \right)$	(4.4)
--	-------

Simplificando la ecuación 4.4 y arreglándola para que represente el gasto del fluido desplazante y el gasto de aceite nos queda como:

$q_d = -\frac{k_d A}{\mu_d} \left(\frac{\partial P_d}{\partial s} - \gamma_d \text{sen} \alpha \right)$	(4.5)
--	-------

$q_o = -\frac{k_o A}{\mu_o} \left(\frac{\partial P_o}{\partial s} - \gamma_o \text{sen} \alpha \right)$	(4.6)
--	-------

Capítulo 4. Evaluación Preliminar.

Las ecuaciones 4.5 y 4.6 representan el gasto para el fluido desplazante y el aceite a través de un medio poroso.

Por otro lado se debe tomar en cuenta a la presión capilar, que por definición es la diferencia de presiones en la interfase entre dos fluidos inmiscibles, en este caso entre el fluido desplazante y desplazado.

$$P_c = P_o - P_d \quad (4.7)$$

De donde:

$$\frac{\partial P_c}{\partial s} = \frac{\partial P_o}{\partial s} - \frac{\partial P_d}{\partial s} \quad (4.8)$$

Despejando de las ecuaciones 4.5 y 4.6 al gradiente de presión nos queda:

$$\frac{\partial P_o}{\partial s} = \gamma_o \text{sen} \alpha - \frac{q_o \mu_o}{k_o A} \quad (4.9)$$

$$\frac{\partial P_d}{\partial s} = \gamma_d \text{sen} \alpha - \frac{q_d \mu_d}{k_d A} \quad (4.10)$$

Sustituyendo las ecuaciones 4.9 y 4.10 en la ecuación 4.8 nos queda:

$$\frac{\partial P_c}{\partial s} = \gamma_o \text{sen} \alpha - \frac{q_o \mu_o}{k_o A} - \left(\gamma_d \text{sen} \alpha - \frac{q_d \mu_d}{k_d A} \right) \quad (4.11)$$

Realizando las simplificaciones necesarias la ecuación 4.11, queda:

$$\frac{\partial P_c}{\partial s} = (\gamma_o - \gamma_d) \text{sen} \alpha - \frac{q_o \mu_o}{k_o A} + \frac{q_d \mu_d}{k_d A} \quad (4.12)$$

Como se desea obtener el flujo fraccional del fluido desplazante, se debe despejar de la ecuación 4.12 a su gasto.

$$q_d = \frac{q_o \mu_o k_d}{k_o \mu_d} + \frac{k_d A}{\mu_d} \left(\frac{\partial P_c}{\partial s} - (\gamma_o - \gamma_d) \text{sen} \alpha \right) \quad (4.13)$$

Siendo la ecuación 4.13 el gasto del fluido desplazante en términos del gasto del aceite a las condiciones del medio poroso.

Ahora bien por definición el flujo fraccional de un fluido es la relación de su gasto con respecto al gasto total, por lo que se tiene:

$$f_d = \frac{q_d}{q} = \frac{q_d}{q_d + q_o} \quad (4.14)$$

Entonces:

$$q_d = f_d q \quad (4.15)$$

Por otro lado el gasto de aceite será la diferencia entre el gasto total y el gasto del fluido desplazante, por lo que:

$$q_o = q - q_d = q - (f_d q) \quad (4.16)$$

Entonces:

$$q_o = (1 - f_d) q \quad (4.17)$$

Sustituyendo las ecuaciones 4.15 y 4.17 en la ecuación 4.13 nos queda:

$$f_d q = \frac{(1 - f_d) q \mu_o k_d}{k_o \mu_d} + \frac{k_d A}{\mu_d} \left(\frac{\partial P_c}{\partial s} - (\gamma_o - \gamma_d) \text{sen} \alpha \right) \quad (4.18)$$

Desarrollando la ecuación 4.18 para poder despejar al flujo fraccional del fluido desplazante nos queda:

$f_d q = \frac{q \mu_o k_d}{k_o \mu_d} - \frac{f_d q \mu_o k_d}{k_o \mu_d} + \frac{k_d A}{\mu_d} \left(\frac{\partial P_c}{\partial s} - (\gamma_o - \gamma_d) \text{sen} \alpha \right)$	(4.19)
--	--------

Pasando todos los términos del flujo fraccional del fluido desplazante del lado izquierdo de la igualdad nos queda:

$f_d q + \frac{f_d q \mu_o k_d}{k_o \mu_d} = \frac{q \mu_o k_d}{k_o \mu_d} + \frac{k_d A}{\mu_d} \left(\frac{\partial P_c}{\partial s} - (\gamma_o - \gamma_d) \text{sen} \alpha \right)$	(4.20)
--	--------

Factorizando los términos semejantes del lado izquierdo de la igualdad.

$f_d q \left(1 + \frac{\mu_o k_d}{k_o \mu_d} \right) = \frac{q \mu_o k_d}{k_o \mu_d} + \frac{k_d A}{\mu_d} \left(\frac{\partial P_c}{\partial s} - (\gamma_o - \gamma_d) \text{sen} \alpha \right)$	(4.21)
---	--------

Despejando al flujo fraccional nos queda:

$f_d = \frac{\frac{q \mu_o k_d}{k_o \mu_d} + \frac{k_d A}{\mu_d} \left(\frac{\partial P_c}{\partial s} - (\gamma_o - \gamma_d) \text{sen} \alpha \right)}{q \left(1 + \frac{\mu_o k_d}{k_o \mu_d} \right)}$	(4.22)
---	--------

Simplificando la ecuación 4.22 nos queda:

$f_d = \frac{\frac{\mu_o k_d}{k_o \mu_d} + \frac{k_d A}{\mu_d q} \left(\frac{\partial P_c}{\partial s} - (\gamma_o - \gamma_d) \text{sen} \alpha \right)}{\left(1 + \frac{\mu_o k_d}{k_o \mu_d} \right)}$	(4.23)
---	--------

Multiplicando la ecuación 4.23 por:

$\frac{k_o \mu_d}{\mu_o k_d}$	(4.24)
-------------------------------	--------

Nos queda:

$f_d = \frac{1 + \frac{k_o A}{\mu_o q} \left(\frac{\partial P_c}{\partial s} - (\gamma_o - \gamma_d) \text{sen} \alpha \right)}{\left(1 + \frac{\mu_d k_o}{k_d \mu_o} \right)}$	(4.25)
---	--------

Si suponemos que las fuerzas gravitacionales y capilares son insignificantes la ecuación 4.25 nos queda como:

$f_d = \frac{1}{\left(1 + \frac{\mu_d k_o}{k_d \mu_o} \right)}$	(4.26)
--	--------

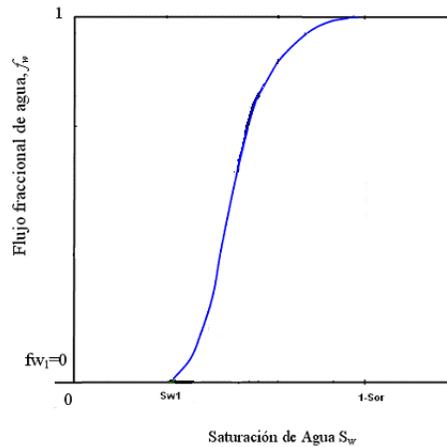


Figura 4.1 Gráfica de Flujo Fraccional vs Saturación de Agua.³⁵

En la figura 4.1 se puede apreciar la gráfica que nos representa al flujo fraccional del fluido desplazante en función de la saturación del mismo, de la cual se observa que al aumentar la saturación aumenta con ello el flujo fraccional del fluido desplazante, es decir aumenta el gasto de éste y decrece el gasto de aceite.

La ecuación 4.25 representa la ecuación general de flujo fraccional la cual puede adaptarse a las siguientes formas:

- Agua desplazando aceite.
- Agua desplazando gas.
- Gas desplazando aceite.

En el presente trabajo se tomará en cuenta la primera opción (agua desplazando aceite) ya que la inyección de polímeros es una técnica empleada para el mejoramiento de la inyección de agua, es decir el desplazamiento de aceite con agua. A continuación se tratará la teoría de Buckley y Leverett para la inyección de agua.

4.2.2 Teoría de Buckley y Leverett para Inyección de Agua.

Teóricamente los procesos de desplazamiento entre los fluidos inmiscibles pueden modelarse matemáticamente en base al concepto de permeabilidades relativas y considerando al desplazamiento del tipo de un pistón con fugas, esto para considerar al aceite que se queda sin ser desplazado. La formulación matemática de esta consideración fue llevada a cabo por Buckley y Leverett.

El modelo matemático sobre el que se desarrolló esta teoría está constituido por un elemento de formación lineal, en el cual se realiza un balance de materia de la cantidad de fluido que entra y que sale desarrollando una ecuación de flujo de dos fases, y considerando la formación de un frente de agua y detrás de este un gradiente de saturación de aceite, el cual decrece hasta llegar a la saturación de aceite residual de la cara por la cual se inyecta el fluido desplazante.

Esta teoría tiene diversas consideraciones, entre las cuales están:

1. Se supone un flujo lineal.
2. Se supone una formación homogénea.
3. Los fluidos son inmiscibles por lo que se considera a la presión capilar.
4. Deben aplicarse los conceptos de permeabilidades relativas a dos fases.
5. La presión de desplazamiento debe estar por encima de la presión de burbuja, es decir se considera que no existe gas libre.
6. El gasto de inyección y el área perpendicular al flujo se consideran constantes.

7. Se considera un flujo continuo.
8. Deben existir condiciones de equilibrio, es decir la presión y temperatura se consideran constantes.
9. Se considera un yacimiento idealizado de geometría rectangular.

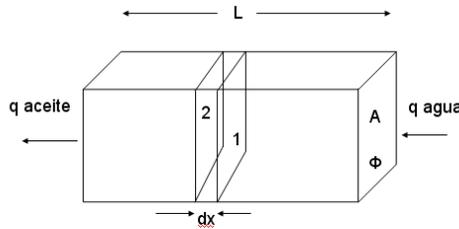


Figura 4.2 Ilustración del Cuerpo Poroso, Homogéneo.

En la figura 4.2 se muestra un cuerpo con las consideraciones que se toman en la teoría de la inyección de agua de Buckley y Leverett, el cual es homogéneo de sección transversal uniforme A , de longitud L y porosidad ϕ .

Se considera un volumen elemental de poros, $A\phi dx$, que contiene dos fluidos, el fluido desplazado (aceite) y el fluido desplazante (agua), considerando un régimen de flujo permanente, es decir el gasto que esta pasando por la cara de entrada (cara 1) del volumen elemental de poros es igual al gasto que esta pasando por la cara de salida (cara 2).

A partir de estas deducciones podemos desarrollar la fórmula de avance frontal, considerando que la cantidad de agua que entra al elemento en estudio, menos la cantidad de agua que sale en un intervalo de tiempo es igual a la acumulación de agua dentro del mismo, es decir:

$\left(\begin{array}{c} \text{Volumen} \\ \text{Agua} \\ \text{Entrante} \end{array} \right) - \left(\begin{array}{c} \text{Volumen} \\ \text{Agua} \\ \text{Saliente} \end{array} \right) = \left(\begin{array}{c} \text{Acumulación} \\ \text{de} \\ \text{Agua} \end{array} \right)$	(4.27)
--	--------

Ahora bien el volumen de agua entrante al elemento en estudio en un tiempo dt esta dado por:

Capítulo 4. Evaluación Preliminar.

$\begin{pmatrix} \text{Volumen} \\ \text{Agua} \\ \text{Entrante} \end{pmatrix} = f_{w1}q\hat{c}t$	(4.28)
--	--------

Y el volumen de agua saliente del elemento en estudio esta dado por:

$\begin{pmatrix} \text{Volumen} \\ \text{Agua} \\ \text{Saliente} \end{pmatrix} = f_{w2}q\hat{c}t$	(4.29)
--	--------

Y la acumulación de agua dentro del elemento en estudio, durante el intervalo de tiempo dt , esta dado por:

$\begin{pmatrix} \text{Acumulación} \\ \text{de} \\ \text{Agua.} \end{pmatrix} = \phi A \hat{c} x (S_{w2} - S_{w1})$	(4.30)
--	--------

Donde S_{w1} y S_{w2} son las saturaciones de agua del elemento en estudio antes y después de transcurrir el tiempo dt .

Entonces tomando en cuenta las ecuaciones 4.27, 4.28, 4.29 y 4.30 podemos decir que:

$(f_{w1}q\hat{c}t) - (f_{w2}q\hat{c}t) = (\phi A \hat{c} x (S_{w2} - S_{w1}))$	(4.31)
--	--------

Por otro lado a partir de los datos de saturaciones y permeabilidades relativas de nuestro elemento en estudio a distintos tiempos, se puede graficar la razón de las permeabilidades relativas como función de la saturación de agua, debido a las altas variaciones de los valores de la razón de las permeabilidades relativas, la gráfica se realiza en papel semi-logarítmico para que nuestra gráfica quede como una recta.

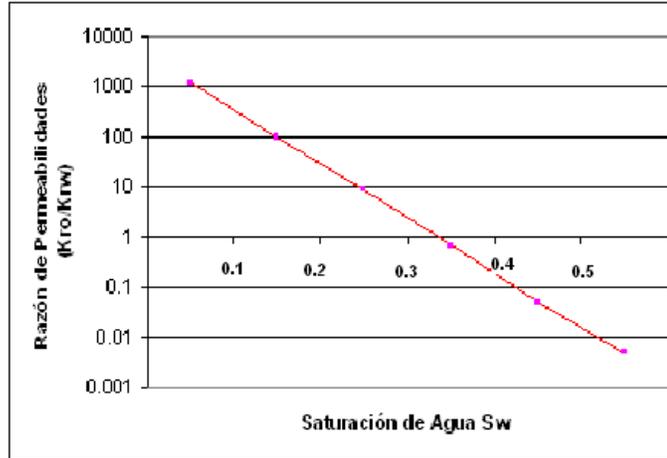


Figura 4.3 Gráfica de la Razón de Permeabilidades Relativas Como Función de la Saturación de Agua en Papel Semi-Logarítmico.

De esta gráfica podemos apreciar que la recta es del tipo $y = -mx + b$, en la que el eje x esta representado por la S_w y el eje y por la razón de permeabilidades relativas, entonces se puede deducir lo siguiente:

$\ln \frac{K_{ro}}{K_{rw}} = -mS_w + \ln(b)$	(4.32)
--	--------

Arreglando la ecuación 4.32 para dejar la relación de permeabilidades en función de la saturación de agua, nos queda de la siguiente forma:

$\frac{K_{ro}}{K_{rw}} = b * e^{(-mS_w)}$	(4.33)
---	--------

Donde b es la ordenada al origen y m es la pendiente de la recta mostrada en la figura 4.3. Ahora bien como al tener la razón de permeabilidades relativas en función de la saturación de agua, se puede sustituir la ecuación 4.33 en la ecuación 4.26, quedando:

$f_w = \frac{1}{\left(1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} b^* e^{(-mS_w)}\right)}$	(4.34)
--	--------

La ecuación 4.34 nos representa al flujo fraccional del agua en función de su saturación, la cual será de utilidad para sacar las variaciones del flujo fraccional del agua con respecto a su saturación de manera analítica, mientras que la figura 4.1 nos permitirá sacar dichas variaciones de forma gráfica.

Regresando a la ecuación 4.31 se factorizan los términos semejantes del lado izquierdo de la igualdad quedando la ecuación de la forma:

$q\partial t(f_{w1} - f_{w2}) = (\phi A \partial x (S_{w2} - S_{w1}))$	(4.35)
--	--------

De donde:

$\frac{dx}{dt} = \frac{q}{\phi A} \left(\frac{f_{w1} - f_{w2}}{S_{w2} - S_{w1}} \right)$	(4.36)
---	--------

De forma diferencial la ecuación 4.36 queda de la forma:

$\frac{dx}{dt} = \frac{q}{\phi A} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)$	(4.37)
---	--------

La ecuación 4.37 proporciona la velocidad de avance del agua inyectada dentro del cuerpo poroso, entonces si se tiene el dato de la derivada del flujo fraccional de agua con respecto a su saturación, el cual se obtiene de forma gráfica a partir de la figura 4.1 o de manera analítica a partir de la ecuación 4.34. Ahora bien si se cuenta con la saturación de agua en el frente del desplazamiento se puede obtener la posición del frente de agua dentro del cuerpo o medio poroso.

Si se despeja dx de la ecuación 4.37 la ecuación queda:

$dx = \frac{q}{\phi A} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right) dt$	(4.38)
---	--------

La ecuación 4.38 puede ser integrada de una distancia cero a una distancia x , y de un tiempo cero a un tiempo t debido a que la porosidad, el gasto y el área son constantes y para cualquier valor de S_w la derivada del flujo fraccional con respecto a esta también es una constante, por lo que nuestra ecuación puede simplificarse a la siguiente forma:

$x = \frac{tq}{\phi A} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)$	(4.39)
--	--------

Entonces tomando en cuenta que el gasto total de fluidos es igual en todos los puntos del cuerpo; en un proceso de desplazamiento de aceite por inyección de agua, donde se está inyectando un gasto constante de agua, la posición del frente del desplazamiento después de un tiempo t , esta dada por la ecuación 4.39.

Ahora bien para calcular la saturación en el frente de desplazamiento y la saturación media detrás del frente de desplazamiento, existe también la forma gráfica y analítica, primero se hablará de la forma gráfica.

En 1952 Welge expuso un método para calcularlas usando la gráfica de flujo fraccional en función de la saturación (figura 4.1), con la cual al trazar una línea tangente a la curva de flujo fraccional del fluido desplazante desde la saturación de agua inicial S_{wi} , como se muestra en la figura 4.4, con la que Welge demostró que la saturación en el punto de tangencia corresponde a la saturación de fluido desplazante en el frente. Y el valor de la saturación media detrás del frente se obtiene al prolongar la tangente hasta cortar el valor de $f_w = 1$, tal como se ve en la figura 4.4.

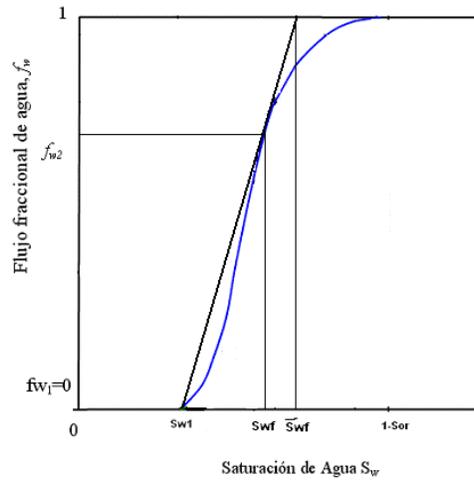


Figura 4.4 Saturación en el Frente de Desplazamiento y la Saturación Media Detrás del Mismo.³⁵

Sin embargo existe la forma analítica de calcular dichas saturaciones, para calcular la saturación media atrás del frente de invasión es decir la saturación promedio en todo el yacimiento después de la surgencia, se obtiene de la siguiente forma.

Por definición la saturación de fluido desplazante S_w es:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (4.40)$$

Donde V_w es el volumen de fluido desplazante y V_p es el volumen de poros. Ahora bien para un tiempo dado, en que el frente de invasión ha recorrido una distancia X_f la saturación promedio en el volumen invadido esta dada por:

$$\bar{S}_{wf} = \frac{\phi A \int S_w dx}{\phi A \int dx} = \frac{\int S_w dx}{x_f} \quad (4.41)$$

Sustituyendo la ecuación 4.39 en la ecuación 4.41, la igualdad queda:

$\bar{S}_{wf} = \frac{\int S_w \partial \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)}$	(4.42)
--	--------

Integrando por partes el numerador $\int vdu = vu - \int udv$:

$\bar{S}_{wf} = \frac{S_{wf} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right) - \int \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right) \partial S_w}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)}$	(4.43)
--	--------

Simplificando:

$\bar{S}_{wf} = S_{wf} - \frac{\int \partial f_w}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)} = S_{wf} - \frac{(f_w)_{xf} - (f_w)_o}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)}$	(4.44)
---	--------

Tomando en cuenta que en la cara de inyección (para $x = 0$) el flujo fraccional de la fase desplazante es 100%, con esto se tiene:

$\bar{S}_{wf} = S_{wf} + \frac{1 - f_{wf}}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)}$	(4.45)
---	--------

La ecuación 4.45 representa a la saturación media detrás del frente de inyección de agua, a partir de saturación de agua en el frente de invasión.

Ahora bien para obtener el tiempo de surgencia del agua de inyección en un yacimiento, primero que nada hay que entender el concepto de tiempo de surgencia, el cual representa al tiempo que tarda el fluido inyectado en llegar por primera vez a la cara de salida del cuerpo donde se esta efectuando el desplazamiento. Ahora para calcular el tiempo de surgencia en un cuerpo con porosidad ϕ , área transversal A , y longitud L , como se

Capítulo 4. Evaluación Preliminar.

muestra en la figura 4.2, donde se inyecta un gasto constante q , se recurrirá a la ecuación 4.39, donde $x = L$, entonces el tiempo de surgencia será:

$$t_s = \frac{\phi AL}{q \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)} \quad (4.46)$$

Para un tiempo dado antes de la surgencia, el volumen de aceite recuperado es igual al volumen de fluido desplazante inyectado. En este tiempo el fluido inyectado habrá avanzado una distancia x_f dejando atrás una saturación media de fluido desplazante \bar{S}_{wf} , por lo tanto la producción de aceite medido a condiciones estándar Np , será:

$$Np = \frac{\phi A x_f (\bar{S}_{wf} - \bar{S}_{wi})}{Bo} \quad (4.47)$$

Y siendo el volumen original de aceite igual a:

$$N = \frac{\phi AL (1 - \bar{S}_{wi})}{Bo_i} \quad (4.48)$$

Entonces la recuperación fraccional de aceite estará dada por:

$$\frac{Np}{N} = \frac{x_f (\bar{S}_{wf} - \bar{S}_{wi}) Bo_i}{L (1 - \bar{S}_{wi}) Bo} \quad (4.49)$$

Una vez que se presenta la surgencia, la recuperación de aceite no podrá calcularse directamente con los volúmenes de fluido inyectado, debido a que parte de este se esta produciendo junto con el aceite.

$$Np = S_w - S_{wi} + \frac{(1 - f_w)}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)} \quad (4.50)$$

La ecuación 4.50 nos representa la recuperación de aceite a condiciones de yacimiento después de la surgencia en una inyección de agua.

4.2.3 Teoría del Flujo Fraccional en la Inyección de Polímeros.

La teoría del flujo fraccional ha sido aplicada por varios autores a la inyección de agua, inyección de distintos surfactantes, a la inyección de gas miscible, inyección de vapor, pero el presente trabajo se enfocará a los estudios de Pope en 1980 de esta teoría enfocada a la inyección de polímeros.

Las consideraciones hechas por Pope son necesarias para la obtención de las soluciones gráficas o analíticas de la ecuación de continuidad. Las consideraciones tomadas para la aplicación de la teoría del flujo fraccional en la inyección de polímeros son:

1. Se considera el flujo en una dimensión en un medio poroso homogéneo, isotrópico e isotérmico.
2. Máximo dos fases fluyendo.
3. Máximo tres componentes fluyendo.
4. Existe un equilibrio local.
5. Los fluidos son incompresibles.
6. La adsorción isotérmica depende solo de un componente y su curvatura es negativa.
7. La dispersión es insignificante.
8. Las fuerzas capilares y gravitacionales son insignificantes.
9. Se cumple la Ley de Darcy.
10. La distribución inicial de los fluidos es uniforme.
11. La composición del fluido inyectado es constante, iniciando en un tiempo cero.
12. El rango de inyección es constante, iniciando en un tiempo cero.

13. El polímero alcanza una concentración adsorbida de equilibrio, C_a , en la roca que contacta, por lo que una vez alcanzado este valor, la solución no pierde más polímero en esa porción del medio poroso. Como consecuencia $C_a = C_a(C)$, no de S_w .

Ahora el siguiente pasó para poder desarrollar la teoría del flujo fraccional a la inyección de polímeros, en la cual una cantidad de polímero soluble en agua, se agrega para incrementar su viscosidad e incrementar la eficiencia del desplazamiento del aceite. Tomando en cuenta que la inyección de polímeros es un método que mejora la eficiencia de barrido vertical y de una cierta área, y al mismo tiempo mejora la eficiencia de desplazamiento, se deben considerar estos tres puntos para realizar una evaluación correcta de una inyección de polímeros. Sin embargo el único de estos tres puntos evaluados dentro de la teoría del flujo fraccional desarrollada por Pope es la eficiencia del desplazamiento.

Ahora bien para tener un mejor entendimiento de lo que implica el modelo de flujo en un medio poroso de una solución polimérica desarrollado por Pope, es necesario tener una idea de cómo planteo el cuerpo en estudio, en la figura 4.5 se puede ver como se encuentra el frente de saturación de agua en un flujo lineal con polímeros, en el cual se especifica la nomenclatura de la teoría del flujo fraccional que se muestra a continuación.

El frente de saturaciones que se muestra en la figura 4.5, presenta el frente de la solución polimérica con concentración C y conforme este frente avanza, se va depositando polímero en la roca, creando un banco de agua de inyección libre de polímero que junto con el agua congénita forman un banco de desplazamiento del aceite.

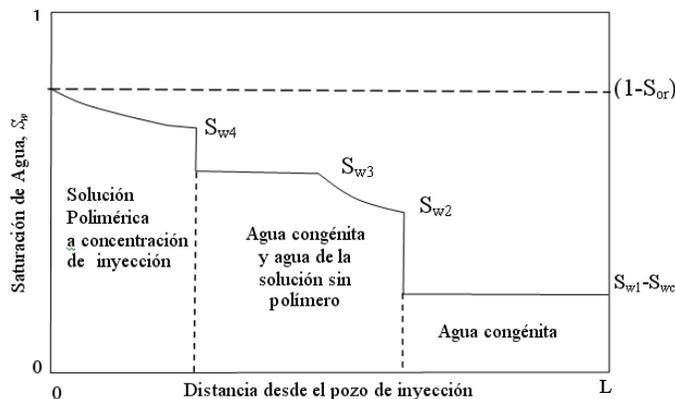


Figura 4.5 Frente de Saturación de Agua en un Flujo Lineal de Polímeros.⁴⁴

Entonces en base a la figura anterior y aplicando el principio de conservación de la masa a la fase acuosa y a la polimérica, se tiene lo siguiente:

Para el agua:

$\frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{q}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial x} \right) = 0$	(4.51)
--	--------

Para la solución polimérica:

$\frac{\partial}{\partial t} (S_w C) + \frac{\partial C_a}{\partial t} + \frac{q}{A\phi} \frac{\partial}{\partial x} (f_w C) = 0$	(4.52)
---	--------

De donde:

C = concentración del polímero en la fase acuosa.

C_a = concentración de equilibrio de polímero adsorbido en la roca, $C_a = C_a(C)$

Es decir, C_a , representa a la adsorción en unidades de cantidad adsorbida por unidad de volumen poroso:

$C_a = \frac{(1-\phi)\rho_r A}{\phi}$	(4.53)
---------------------------------------	--------

Arreglando la ecuación 4.52, se puede expresar como:

$\frac{\partial S_w}{\partial t} C + \frac{\partial C}{\partial t} S_w + \frac{\partial C_a}{\partial t} + \frac{q}{A\phi} \frac{\partial f_w}{\partial x} C + \frac{q}{A\phi} \frac{\partial C}{\partial x} f_w = 0$	(4.54)
---	--------

Agrupando para factorizar términos semejantes:

$\left(\frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{q}{A\phi} \frac{\partial f_w}{\partial x} \right) C + \frac{\partial C}{\partial t} S_w + \frac{\partial C_a}{\partial t} + \frac{q}{A\phi} \frac{\partial C}{\partial x} f_w = 0$	(4.55)
--	--------

Sustituyendo la ecuación 4.51 en 4.55 y simplificando nos queda:

$\frac{\partial C}{\partial t} S_w + \frac{\partial C_a}{\partial t} + \frac{q}{A\phi} \frac{\partial C}{\partial x} f_w = 0$	(4.56)
---	--------

Arreglando la ecuación 4.56 nos queda:

$\left(S_w + \frac{\partial C_a}{\partial C} \right) \frac{\partial C}{\partial t} + \frac{q f_w}{A\phi} \frac{\partial C}{\partial x} = 0$	(4.57)
--	--------

Ahora bien despejando al cambio de $\frac{dx}{dt}$ se tiene:

$\frac{\partial x}{\partial t} = \frac{q}{A\phi} \frac{f_w}{S_w + \frac{\partial C_a}{\partial C}}$	(4.58)
---	--------

Pero si se sustituye a $\frac{\partial C_a}{\partial C}$ por D_r , que nos representa el término de retardación y esta es igual a:

$D_r = \frac{C_a}{C}$	(4.59)
-----------------------	--------

La ecuación 4.59, nos muestra lo que sustituirá a $\frac{\partial C_a}{\partial C}$, ya que como se menciona en el punto 13 se considera que la adsorción alcanza un punto de equilibrio y al mismo tiempo se considera que la concentración de la solución polimérica es constante durante todo el proceso, por lo que la variación de una con la otra resultara constante.

Por lo que la ecuación 4.58 puede escribirse como:

$\frac{\partial x}{\partial t} = \frac{q}{A\phi} \frac{f_w}{S_w + D_r}$	(4.60)
---	--------

La ecuación 4.60 nos representa la ecuación de la velocidad del frente de la solución polimérica en un medio poroso, en función de la concentración de la solución polimérica y de la cantidad máxima de adsorción de la solución en la roca.

Como se mencionó en el punto 6 de las consideraciones que se hicieron en el desarrollo de este modelo, la isoterma de la adsorción tiene una curvatura negativa, como se muestra en la figura 4.6.

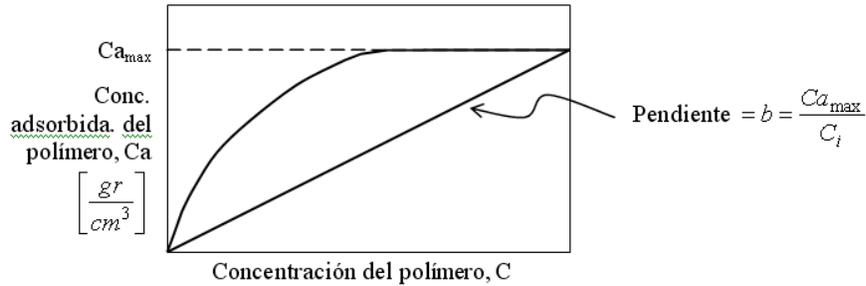


Figura 4.6 Isoterma de la Adsorción del Polímero.⁵²

Como $\frac{\partial^2 C_a}{\partial C^2} < 0$, esto garantiza un frente discontinuo vertical de la solución polimérica, originando otros frentes discontinuos, como se muestra en la figura 4.5, analizando esta figura se puede decir que:

1. Al inyectarse la solución polimérica de concentración C, en un medio poroso lineal y homogéneo, se desplaza al agua congénita, la cual a su vez desplaza al aceite, conforme a la curva del flujo fraccional (1) de la figura 4.7, con la que se determina la saturación S_{w2} en el frente agua-aceite, mediante el trazo de la tangente a la curva de flujo fraccional a partir de la saturación inicial de agua (como en una inyección de agua).

2. A medida que la solución polimérica contacta a la roca, pierde polímero, hasta que se queda sin el, formando un segundo banco.
3. La saturación de agua correspondiente al frente, S_{w3} , se obtiene mediante la intercepción con la curva de flujo fraccional de agua de la tangente a la curva de flujo fraccional de la solución polimérica (2), a partir del punto $\left(-\frac{C_a}{C}\right)$, tal como se muestra en la figura 4.7.
4. La saturación correspondiente al tercer frente, correspondiente a la solución polimérica, S_{w4} , se obtiene como la del punto de tangencia a la curva de flujo fraccional de la solución polimérica, trazada desde el punto $\left(-\frac{C_a}{C}, 0\right)$.
5. Los flujos fraccionales correspondientes a cada uno de los frentes descritos (f_{w2} , f_{w3} , f_{w4}), se muestran en la figura 4.7.

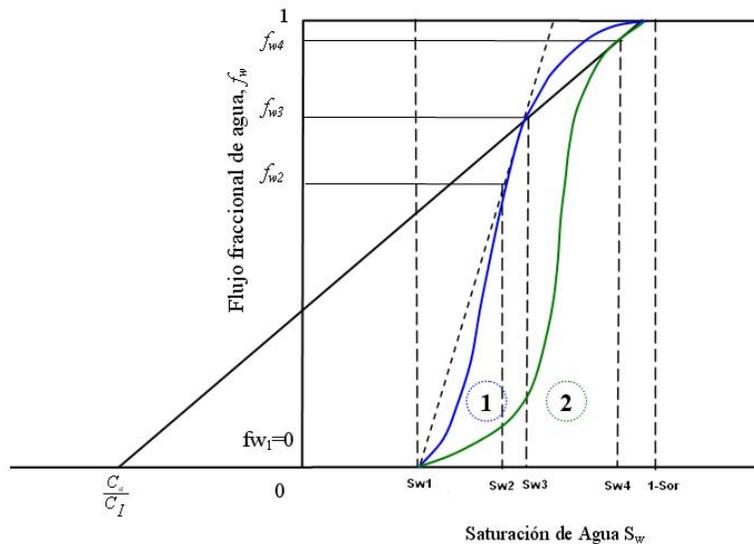


Figura 4.7 Curva de Flujo Fraccional para el Agua y Solución Polimérica.⁴⁴

De la figura 4.7 y con la ecuación 4.60, se puede decir que la velocidad del frente de la solución polimérica es:

$\frac{\partial x}{\partial t} = \frac{q}{A\phi} \frac{f_{w4}}{S_{w4} + D_r}$	(4.61)
---	--------

Ahora bien para obtener la velocidad del frente de la zona formada por agua congénita y agua de la solución sin polímero, recurriendo a la figura 4.7, se observa lo siguiente:

$\frac{f_{w4}}{S_{w4} + \frac{C_a}{C}} = \frac{f_{w4} - f_{w3}}{S_{w4} - S_{w3}}$	(4.62)
---	--------

Por lo cual la velocidad en el frente de la zona de agua congénita con agua de la solución sin polímero, será igual a la velocidad del frente de la solución polimérica.

Si se habla de la saturación del frente de agua congénita S_{w2} y la saturación del frente de agua congénita y agua de la solución sin polímero S_{w3} , se tiene dos casos de solución, el primero en que $S_{w3} < S_{w2}$ con lo que se tendría una saturación continua entre los dos frentes $S_{w3} = S_{w2}$. El segundo caso sería si $S_{w3} > S_{w2}$ entonces la saturación S_{w3} (justo después del frente de la solución polimérica) decrecería hasta la saturación S_{w2} .

Por otro lado para calcular la velocidad del frente de agua congénita podemos recurrir a la ecuación de Buckley y Leverett o la figura 4.7 quedando como:

$\frac{\partial x}{\partial t} = \frac{q}{A\phi} \frac{f_{w2}}{S_{w2} - S_{w1}}$	(4.63)
--	--------

Ahora, ya que se ha desarrollado lo que implica el modelo analítico propuesto por Pope (1980), se puede desarrollar un ejemplo para aplicarlo.

4.2.4 Aplicación de la Teoría del Flujo Fraccional de la Inyección de Polímeros.

A continuación se presenta un ejemplo con datos específicos para hacer el cálculo de la aplicación del flujo fraccional de una solución polimérica empleada en el desplazamiento de aceite en un medio poroso.

En la tabla 4.1 se presentan los datos tomados para dicha aplicación:

Tabla 4.1 Datos de un Yacimiento Para la Aplicación del Desplazamiento de Aceite con Polímeros, a Partir del Modelo de Pope.⁵²

Viscosidad del agua (cp).	0.5
Viscosidad del aceite (cp).	3.0
Curva de permeabilidad relativa al agua.	$k_{rw}(S_w) = 0.3 \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^2$
Curva de permeabilidad relativa al aceite.	$k_{ro}(S_w) = 0.9 \left(\frac{1 - S_{or} - S_w}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^3$
S_{wc}	0.25
S_{or}	0.22
Concentración del polímero (ppm/peso).	500
Viscosidad del polímero (cp).	7.8
Nivel de adsorción C_a (lb/ft³ vol. poroso).	3.12 x 10 ⁻²
Factor de resistencia residual (a C_a).	2.0
Longitud del yacimiento (ft).	2000
Área Transversal de yacimiento (ft²).	2500
Permeabilidad (mD).	1000
Porosidad.	0.25
Gasto de inyección (ft³/día)	685

El Primer paso para desarrollar este ejemplo será el calcular las permeabilidades relativas, tanto al agua como al aceite a partir de distintos valores de la saturación de agua. En la tabla 4.2 se observan los cálculos de las permeabilidades relativas a partir del valor de S_{wc} y hasta $1 - S_{or}$.

Tabla 4.2 Valores de las Permeabilidades Relativas del Agua y Aceite a Distintos Valores de Saturación de Agua (S_w).

S_w	K_{rw}	K_{ro}
0.25	0	0.9
0.3	0.00267	0.668557
0.35	0.01068	0.48064
0.4	0.02403	0.331715
0.45	0.04272	0.217248
0.5	0.06675	0.132706
0.55	0.09612	0.073553
0.6	0.130829	0.035256
0.65	0.170879	0.013281
0.7	0.216269	0.003095
0.75	0.266999	0.000163
0.78	0.3	0

Entonces a partir de los distintos valores de la permeabilidad relativa al agua y el uso de la ecuación 3.4, referente al factor de resistencia residual podemos calcular la permeabilidad relativa al agua después de la inyección del polímero. En la tabla 4.3 se puede observar como es el cambio de permeabilidad relativa al agua del yacimiento después de la inyección del polímero.

Tabla 4.3 Permeabilidad Relativa al Agua Antes y Después de la Inyección del Polímero.

S_w	K_{rwi}	K_{rwd}
0.25	0	0
0.3	0.00267	0.001335
0.35	0.01068	0.00534
0.4	0.02403	0.012015
0.45	0.04272	0.02136

Capítulo 4. Evaluación Preliminar.

0.5	0.06675	0.033375
0.55	0.09612	0.04806
0.6	0.130829	0.065415
0.65	0.170879	0.08544
0.7	0.216269	0.108135
0.75	0.266999	0.133499
0.78	0.3	0.15

Ahora bien ya teniendo los valores de las permeabilidades relativas del yacimiento al aceite, al agua antes y después de la inyección del polímero y a partir del empleo de la ecuación general del flujo fraccional (4.26) podemos calcular los valores de la curva de flujo fraccional del agua y de la solución polimérica, a distintos valores de saturación de agua, pero antes de esto podemos calcular los valores de la relación de movilidad del agua con respecto al aceite, M , antes y después de la inyección de la solución polimérica.

En la tabla 4.4 se puede apreciar los valores de la relación de movilidad antes y después de la inyección del polímero.

Tabla 4.4 Relación de Movilidad del Agua Antes y Después de la Inyección del Polímero.

S_w	M_i	M_d
0.25	0	0
0.3	0.023962	0.000768
0.35	0.133322	0.004273
S_w	M_i	M_d
0.4	0.434648	0.013931
0.45	1.179843	0.037815
0.5	3.017948	0.096729
0.55	7.840881	0.25131
0.6	22.26509	0.713625
0.65	77.19618	2.474236
0.7	419.2383	13.43712
0.75	9814.815	314.5774

En la tabla 4.5 se encuentran los valores del flujo fraccional del agua y de la solución polimérica a los distintos valores de la saturación de agua.

Tabla 4.5 Valores del Flujo Fraccional del Agua y la Solución Polimérica a una Saturación de Agua S_w .

S_w	f_w	f_p
0.25	0	0
0.3	0.023401	0.000767
0.35	0.117638	0.004255
0.4	0.302965	0.01374
0.45	0.541251	0.036438
0.5	0.751117	0.088198
0.55	0.886889	0.200838
0.6	0.957017	0.416442
0.65	0.987212	0.712167
0.7	0.99762	0.930734
0.75	0.999898	0.996831
0.78	1	1

Entonces a partir de los valores mostrados en la tabla 4.5 podemos obtener las curvas de flujo fraccional con respecto a la saturación de agua como las que se muestran en la figura 4.7.

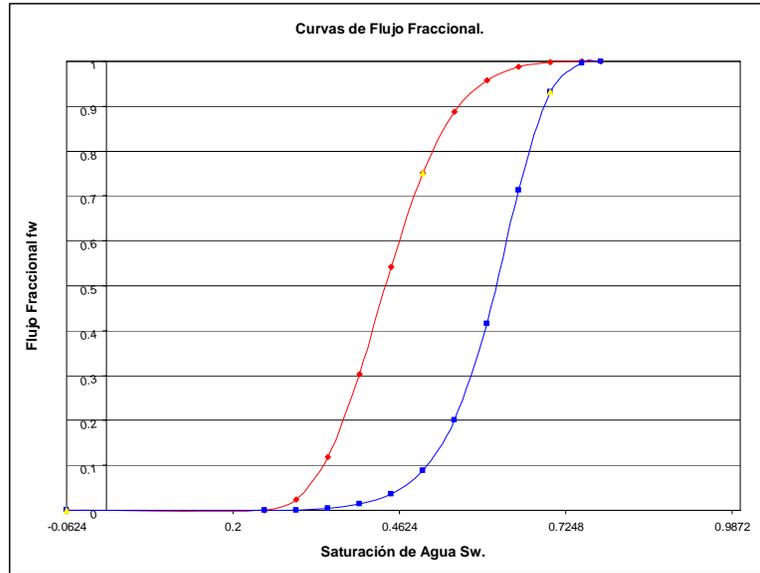


Figura 4.8 Curvas de Flujo Fraccional del Agua y la Solución Polimérica a Distintas Saturaciones de Agua S_w .

Calculando el término de retardación, $\frac{C_a}{C}$, nos da un valor de 6.24×10^{-2} , tal como se muestra en la parte izquierda de la figura 4.8. Ahora trazando las tangentes a ambas curvas para encontrar los valores de saturaciones buscados, se tiene.

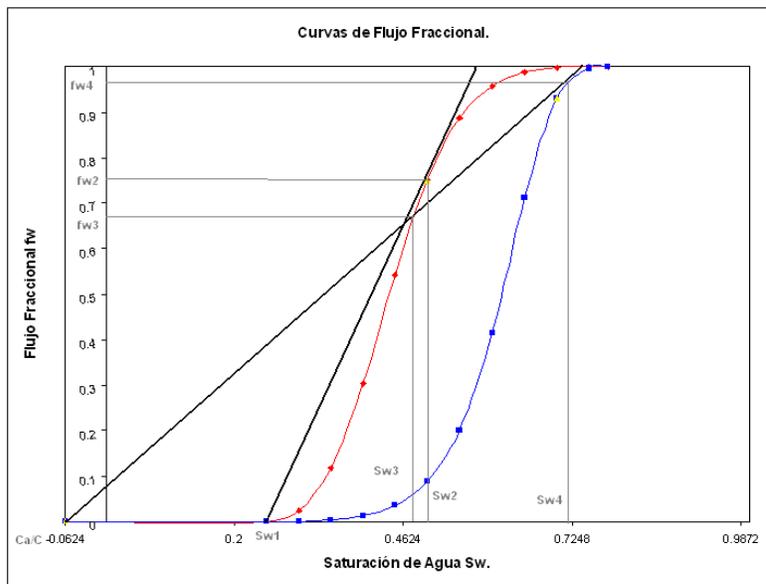


Figura 4.9 Tangentes a las Curvas de Flujo Fraccional.

De la figura 4.9 se puede observar que el valor de S_{w3} es menor al valor de S_{w2} , cayendo en el primer punto descrito anteriormente, por lo que resulta haber una saturación de agua constante entre el frente de la solución polimérica y el frente de agua congénita, siendo igual a $S_{w2} = 0.5$ y $f_{w2} = 0.7511$.

De la misma figura la saturación de agua en el frente de la solución polimérica $S_{w4} = 0.72$ y $f_{w4} = 0.96$, teniendo estos datos podemos calcular las posiciones de cada uno de los frentes después de un periodo de tiempo, y al mismo tiempo calcular el tiempo de surgencia del frente de la solución polimérica.

Calculando la posición de cada uno de los frentes después de un periodo de 100, 200, 300, 400, 500 y 1000 días de inyección, a partir de las ecuaciones 4.61 y 4.63, se tiene lo siguiente como se muestra en la tabla 4.6.

Tabla 4.6 Posiciones del Frente de la Solución Polimérica y de Agua a Distintos Tiempos.

Tiempo (días)	X_{fp} (ft)	X_{fw} (ft)
100	134.4785	329.2822
200	268.9571	658.5645
300	403.4356	987.8467
400	537.9141	1317.129
500	672.3926	1646.411
1000	1344.785	3292.822

Si graficamos el perfil de saturaciones después de 400 días de inyección podemos observar lo siguiente:

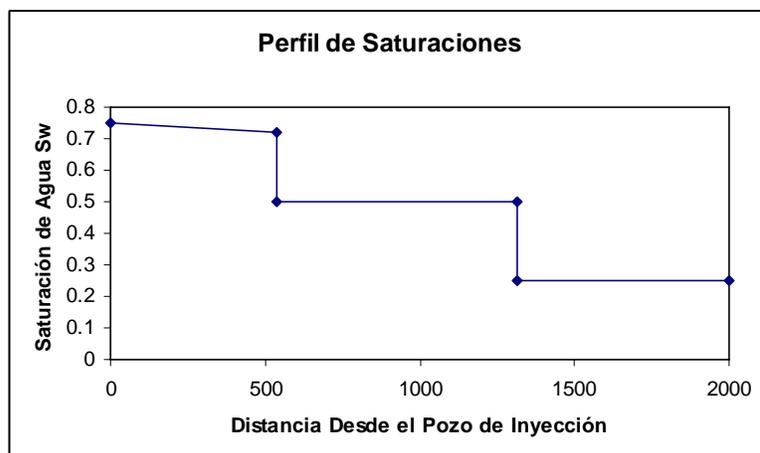


Figura 4.10 Perfil de Saturación de Agua Después de 400 Días de Inyección.

En la figura 4.10 se puede apreciar el perfil de saturaciones calculado después de 400 días de inyección de la solución polimérica de 500 ppm a un gasto de inyección constante de 685 ft³/día.

Por último si se obtiene el tiempo de surgencia de la solución polimérica a partir de la ecuación 4.61, este resulta ser de 1487 días, es decir poco más de 4 años para la surgencia de la solución polimérica en el pozo productor, a partir del análisis realizado con el modelo propuesto por Pope.

Por último si aplicamos la teoría de Buckley y Leverett para obtener la saturación media detrás del frente de la solución polimérica a partir de la ecuación 4.45 esta nos da de 0.75 (tal como se ve en la figura 4.10).

Y a partir de la ecuación 4.47, podemos calcular la recuperación de aceite justo antes del rompimiento de la solución polimérica en el pozo de producción, suponiendo un factor del volumen del aceite de $B_o = 1.2$, entonces la recuperación sería de, $N_p = 566761.4$ ft³. Equivalente a 100944.52 bls.

Ahora bien si obtenemos el porcentaje de recuperación que representa esta cantidad de aceite, a partir de la ecuación 4.49, se tiene, un porcentaje de 72.54%.

Para concluir este capítulo se puede decir que el uso de estos modelos analíticos es muy limitado en un sistema de escala de campo, desde el momento que muchos de los factores representativos no pueden ser incluidos en modelos de una dimensión, una fase. Sin embargo resulta una aplicación útil para ver el desempeño del polímero de acuerdo a su rol en el mejoramiento de la eficiencia del desplazamiento microscópico.

Capítulo 5. Simulación.

En este capítulo se hablará un poco de lo que involucra a esta etapa dentro de la aplicación de la inyección de polímeros a nivel de campo. Se tratará un poco de los modelos de simulación que existen para este proceso de inyección y las consideraciones que éstos hacen dentro del proceso, desarrollando uno de estos modelos.

Los modelos son usados para describir procesos que suceden en todas las ramas de la ciencia y tecnología, así mismo en la industria petrolera en especial en la ingeniería de yacimientos se emplean distintos tipos de modelos. Estos modelos pueden ser físicos o matemáticos, los primeros son aquellos que a una escala apropiada se construyen para analizar algún fenómeno en especial. Y en un modelo matemático el sistema o fenómeno a ser modelado se estudia en términos de ecuaciones, estas ecuaciones deberán de reproducir el comportamiento del sistema a diferentes condiciones.

En el caso de la inyección de polímeros como método de recuperación mejorada de aceite, siendo un caso especial del flujo de fluidos en el yacimiento se emplean los modelos matemáticos ya que es imposible recurrir a un modelo físico para reproducirlo, ya que sería muy costoso.

En general la simulación matemática de yacimientos combina la física, matemática e ingeniería de yacimientos para obtener algoritmos que se programan para desarrollar una herramienta capaz de predecir el comportamiento de un yacimiento bajo ciertas condiciones de explotación.

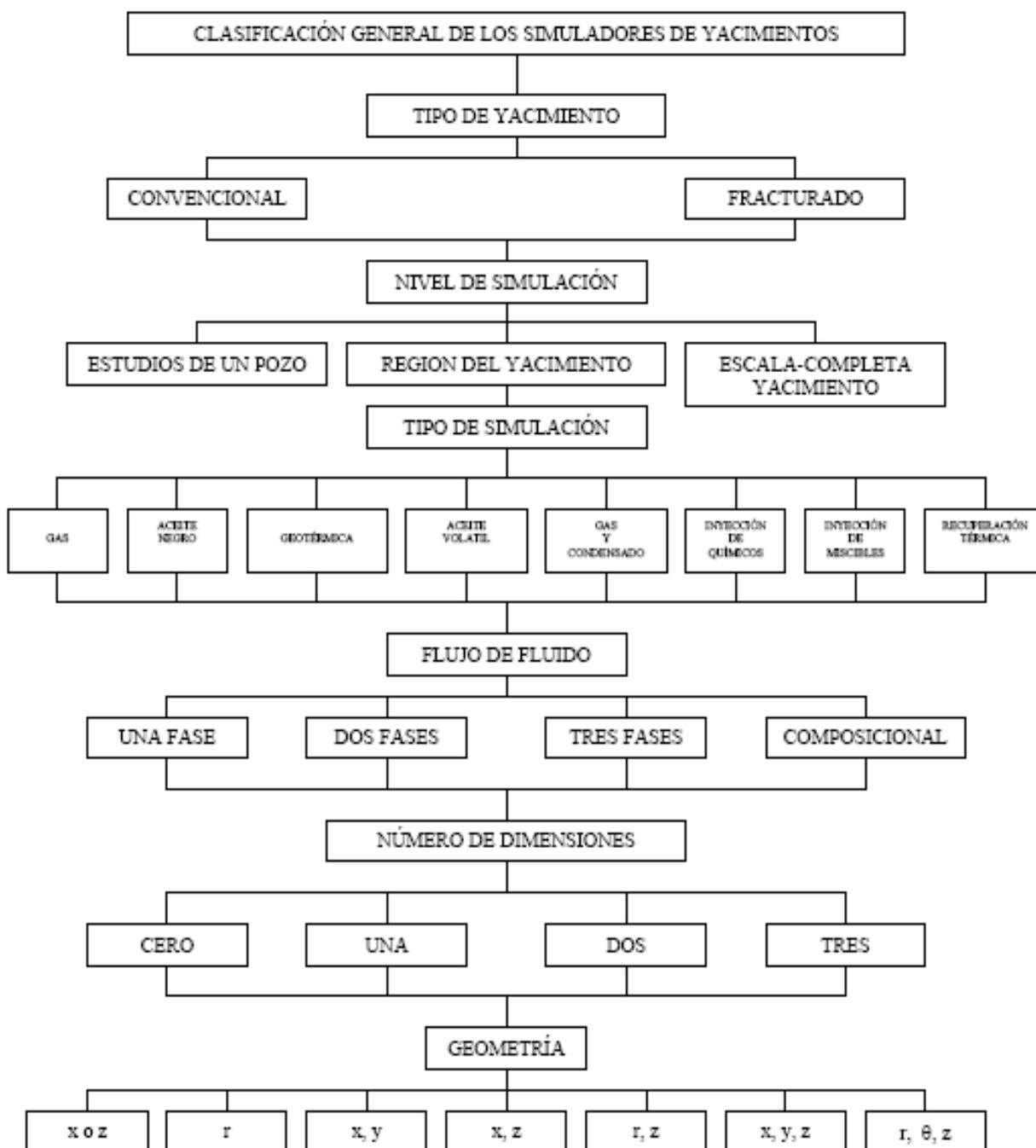


Figura 5.1 Clasificación General de los Simuladores de Yacimientos.⁴²

En la figura 5.1 se puede apreciar una clasificación general de los tipos de simuladores matemáticos de un yacimiento, en el caso de la inyección de polímeros como proceso de recuperación mejorada de aceite, un simulador específico para la inyección de químicos.

5.1 Simulación Matemática de la Prueba Piloto de la Inyección de Polímeros.

La simulación matemática de la inyección de polímeros como método de recuperación mejorada de aceite es el siguiente paso en la aplicación del proceso a nivel de campo, en la cual hay que considerar todos los parámetros importantes en el proceso de desplazamiento del aceite por medio de una solución polimérica. Entre los parámetros más importantes que deben considerarse en la simulación del proceso para obtener buenos resultados, están:

1. **Viscosidad aparente del polímero en el medio poroso.** La reología o viscosidad de la solución polimérica depende fuertemente de su concentración y al mismo tiempo del gasto de flujo.
2. **Adsorción y retención del polímero en el medio poroso.** Como ya se mencionó la adsorción del polímero en la roca, lleva consigo a una reducción en la permeabilidad relativa al agua (factor de resistencia residual), la cual debe ser considerada en el proceso, por ser de los mecanismos principales para lograr una mayor eficiencia en el desplazamiento del aceite.
3. **Propiedades de transporte del polímero en el medio poroso.** Las moléculas del polímero en el medio poroso muestran un comportamiento de dispersión, afectando entonces el volumen inaccesible de poros a este comportamiento, por lo que debe tomarse en cuenta.
4. **Reacciones químicas.** El polímero se degradara químicamente en el medio del yacimiento, causando una pérdida en las propiedades de la solución, como su viscosidad, que resulta ser de las más importantes.
5. **Efectos térmicos.** Las propiedades del polímero como la degradación de su viscosidad, es dependiente de la temperatura, por lo que las variaciones de dicho parámetro deben ser considerados en el proceso de simulación.
6. **Sensibilidad.** Las sustancias a las cuales la solución polimérica es sensible y se encuentran presentes en el yacimiento, tales como salinidad de la salmuera y minerales como el calcio y magnesio deben considerarse en el proceso.

Ahora bien esta etapa de la aplicación del proceso requiere de datos obtenidos en la evaluación preeliminar y/o evaluación de laboratorio, pero cual es el objetivo de esta etapa, en la siguiente parte se hablará de esto.

5.1.1 Objetivos de la Simulación en la Inyección de Polímeros.

El objetivo principal de una simulación matemática de un yacimiento es proporcionar a la ingeniería de diseño de explotación una herramienta confiable para predecir el comportamiento de los fluidos de los yacimientos bajo ciertas condiciones de operación.

La simulación de un yacimiento se realiza para evaluar el potencial de un proceso en estudio, en nuestro caso la inyección de un polímero como método de recuperación mejorada de aceite, al planear la prueba piloto del proceso usando un simulador, se recomienda el empleo de la información obtenida de los análisis de laboratorio, sin embargo se puede realizar una simulación en base a un estudio de alcances, basándose en diferentes límites (alto y bajo) para cada uno de los parámetros y obtener con esto un rango de valores aceptables de estos para el proceso (evaluación preeliminar).

El objetivo final de la simulación matemática de un yacimiento en el estudio del diseño de la inyección de polímeros es crear predicciones de los posibles escenarios de la prueba piloto. De estos escenarios se obtienen entonces perfiles de recuperación de aceite en base a la inyección de polímeros, con los que se puede realizar un buen diseño de la prueba piloto de inyección y al mismo tiempo realizar una evaluación económica del proceso para determinar las estrategias más atractivas de la inyección.

Algunas de estas estrategias, pueden ser, el realizar una buena selección del tamaño del bache de la solución polimérica, lo que permitirá observar un efecto en la recuperación de aceite obtenida con el proceso, pero sin llegar al grado en el cual la relación entre el aceite incremental y la masa de polímero inyectado decline demasiado.

Un buen análisis de sensibilidad llevado a cabo mediante la simulación matemática del proceso, debe ser tomado en cuenta, desde el punto de vista de investigar distintas predicciones del proceso, en base a la variación de parámetros importantes como: la adsorción del polímero, la degradación del mismo, la viscosidad de la solución polimérica, el tamaño del bache de la solución, la permeabilidad del yacimiento, la viscosidad del aceite, entre los principales parámetros.

5.2 Etapas en el Programa de Simulación del Proceso.

Tomando en cuenta los objetivos de la simulación matemática de este tipo de procesos, existen tres distintas etapas de simulación previas a la prueba piloto del proceso, las cuales son:

1. Evaluación preeliminar en 2-D.
2. Mejoramiento de la historia de la inyección de agua.
3. Simulación de la inyección del polímero en 3-D.

A continuación se tratará a cada una de ellas por separado.

5.2.1 Evaluación Preeliminar en 2-D.

La primera etapa de cálculos que debe ser realizada en esta fase del proceso, debe llevarse a cabo inmediatamente después de la etapa de escrutinio, y a la par de la selección del polímero a utilizar en el proceso, debe concretarse con ella si la inyección de polímeros se llevará a cabo para el control de la viscosidad, de la heterogeneidad del yacimiento o una combinación de ambos, mediante el empleo de un modelo de simulación en 2-D.

Si la aplicación del proceso es para el control de la viscosidad, el modelo a emplearse será en 2-D para ver el barrido de área y con un diseño simple de cinco pozos (cuatro inyectores y uno productor), incluyendo la viscosidad del aceite, la permeabilidad del yacimiento y las permeabilidades relativas de los fluidos.

Si el caso es el control de la heterogeneidad del yacimiento un sistema de multi-estratos debe tomarse en cuenta, como a continuación se describe:

- Debe identificarse el canal con más alta permeabilidad.
- Identificar la zona de permeabilidad media a baja en el yacimiento.
- Identificar la zona con más baja permeabilidad del yacimiento.

Es decir debe encontrarse la estructura de estratificación y la permeabilidad en cada estrato, en especial el contraste entre los estratos con más alta permeabilidad y las demás, así como

su posición en el yacimiento. El valor de la relación de la permeabilidad vertical con respecto a la horizontal, pero bastara con saber que esta sea mayor a 0.05.

Estos mecanismos de recuperación de la inyección de polímeros, establece cual es el tipo del modelo de yacimiento más relevante para emplearse y el tipo de datos de los fluidos y del yacimiento a utilizar. Los principales requerimientos de estos modelos nos muestran cual es la razón por la cual se presenta un rompimiento temprano en la inyección de agua. Esto también incluye los cálculos necesarios de la inyección de agua y de polímeros para obtener un balance entre la viscosidad y las fuerzas de gravedad del proceso de desplazamiento.

Entonces suponiendo que el modelo escogido nos muestra un buen incremento en la recuperación de aceite para un caso de inyección de polímeros, es posible examinar los efectos de diversos factores como, la adsorción del polímero, su escala de degradación, con la cual decrecerá la eficiencia del proceso dando una recuperación de aceite menor, pero los principales de estos factores a ser analizados serán:

- La viscosidad de la solución polimérica (a la concentración de inyección).
- El tamaño del bache de la solución polimérica.
- Los efectos de la retención del polímero a distintos niveles.
- Los casos de retención asociados y no asociados a la reducción de la permeabilidad relativa al agua.
- La escala de degradación de la solución polimérica.

No tendrá ningún caso continuar con las siguientes fases de esta etapa si no se tiene un modelo preliminar con el cual realizar estudios de casos específicos como la historia de la inyección de agua, o los cálculos de inyectabilidad para la solución polimérica.

Entonces el objetivo de esta fase antes de la simulación del proceso es estimar si el yacimiento muestra cierto potencial al aplicarse una inyección de polímeros, y por supuesto tener un índice de los parámetros principales, como el nivel máximo de retención y la escala mínima de degradación que es aceptable para que el proceso sea factible.

5.2.2 Mejoramiento de la Historia de la Inyección de Agua.

Una vez concluida la fase de simulación preliminar en 2-D y que se tiene un potencial al aplicarse la inyección de polímeros a un yacimiento, se debe llevar a cabo la obtención de una mejor historia de inyección de agua, de la mano de la obtención de una buena descripción del yacimiento. Esto para tener el conocimiento de la zona del yacimiento en la que la inyección de agua no fue totalmente efectiva y por tanto se tiene una mayor saturación de aceite, el cual puede ser recuperado.

El objetivo de esta fase es obtener la descripción más exacta del yacimiento en la zona en la cual se llevará a cabo la prueba piloto, para poder construir un buen modelo de simulación en 3-D. Este será empleado primero para encontrar un mejoramiento en esta historia de inyección y después para la obtención de cálculos de mayor precisión de la inyección de polímeros.

Esta tarea puede resultar un poco laboriosa debido a que se debe reexaminar los datos originales de núcleos y de registros, así como la incorporación de los últimos modelos geológicos del yacimiento. El resultado a partir de esta reincorporación de datos será una malla muy larga, que tendrá que reducirse de ser necesario, tomando solo la región en la cual se llevara a cabo la prueba piloto del proceso, usando la opción de refinamiento local de la malla (en caso de que el simulador tenga la opción).

Una de las principales razones de tener un modelo con una malla únicamente de la región en la cual se aplicará la prueba piloto, son las permeabilidades relativas de la roca y la medición experimental que se tiene de las propiedades del polímero, las cuales se obtuvieron en base a estudios realizados en esa región en específico.

5.2.3 Simulación de la Prueba Piloto de la Inyección del Polímero.

Cuando se ha llegado a esta fase de la etapa de simulación, todas las fases anteriores de esta etapa debieron haberse concluido, y una malla razonable del lugar en donde se llevará a cabo la prueba piloto del proceso debe tenerse para el modelo de simulación. Los datos experimentales del polímero deben estar disponibles para dicha aplicación.

Las series de simulaciones de la inyección del polímero en la zona de la prueba piloto en 3-D representan la principal evaluación de cálculos en la planeación del proyecto de inyección. Todos los datos que se han recolectado hasta este punto, serán la partida de

inicio para futuras predicciones del proceso. Todas las predicciones hechas para la inyección de polímeros deben ser evaluadas comparándolas con las de una inyección de agua para tener una relación de cuanto aumentara la recuperación de aceite.

Ahora bien la simulación para esta etapa debe realizarse en 3-D, debido a que solo de esta manera se puede evaluar los efectos de diversos factores de campo como:

- Encontrar errores a una escala mayor.
- La presión durante la inyección del polímero.
- El flujo hacia regiones vecinas del yacimiento (Efectos de los límites).
- Los efectos del gasto en el pozo y el perfil genuino del tiempo y la producción incremental de aceite.
- Un análisis más detallado de la escala de degradación de la solución polimérica.
- Adicionalmente el comportamiento real de la solución polimérica solo puede ser representada de mejor manera mediante un simulador 3-D.

Dichos cálculos ayudarán a establecer el escenario base de la inyección del polímero comparado siempre con la inyección de agua. Mediante esta simulación se obtendrá factores que serán ampliados directamente en la prueba piloto de la inyección de polímeros a un yacimiento, como son:

- El pozo o los pozos inyectoros de la solución polimérica.
- Cual será el gasto de inyección del polímero.
- Cual es el gasto de inyección-producción limitante impuesto en otros pozos dentro y alrededor de la zona en cuestión.
- Determinar la localización para nuevos pozos inyectoros y pozos de relleno.
- La optimización de la distribución del gasto y el desarrollo de un esquema de inyección incluyendo el tamaño y la concentración del bache de la solución polimérica.
- El cálculo de la recuperación total obtenida de la inyección de agua y la inyección del polímero.

Ahora bien entre las propiedades de la solución polimérica importantes a tomarse en cuenta en esta etapa se encuentran:

- Su viscosidad a distintas concentraciones y gastos (viscosidad aparente).
- El coeficiente de pérdida por adsorción.
- El factor de resistencia residual.
- Su viscosidad a diferentes grados de salinidad.

Las principales limitaciones de una simulación en 3-D son que: regularmente se requiere un gran tiempo de cálculo computacional, son demasiado costosos y solo tienden a producir una gran cantidad de datos, por lo que no es recomendable llevar a cabo una gran cantidad de dichos cálculos y el uso de un modelo de simulación en 3-D estará limitado por los resultados de la evaluación en 2-D.

En este punto de estudio, el siguiente objetivo es analizar las predicciones de la inyección de forma optimista y pesimista, es decir basándose en una evaluación económica ver el mejor y el peor de los casos.

En los cálculos realizados en la simulación matemática del proceso, se obtiene tanto la distribución de presiones como de saturaciones en el campo, así como la presión en el pozo y la producción total y corte de agua de cada fase. Siendo lo más importante para la evaluación económica de la inyección, el perfil de la cantidad de polímero inyectado y la recuperación de aceite.

Los costos del polímero incluyendo su transportación y empaquetado, así como los costos del equipo necesario para el proceso con los cuales no se cuenta, son descontados al valor de la producción de aceite obtenida para realizar una evaluación económica del proceso. Sin embargo la evaluación económica se complica en una situación real, si se toma en cuenta factores como el pago de impuestos, la economía de la compañía y el régimen político del área. Pero si se realiza una evaluación sin tomar en cuenta estos factores nos daría un punto de vista de que tan factible económicamente hablando resultaría el proyecto.

5.3 Antecedentes en la Simulación de la Inyección de Polímeros.

Infinidad de autores han propuesto distintos métodos para llevar a cabo la simulación matemática de la inyección de polímeros, todos ellos proponiendo distintos modelos para llevarla a cabo, en este espacio se hablará un poco de los más relevantes y su aportación al proceso.

Zeito propuso un modelo matemático de tres dimensiones, considerando el flujo del aceite, agua y el polímero. La propagación del polímero dentro de la fase mojanante estaba acompañada de un transporte de masa asumiendo que la dispersión era insignificante. La viscosidad de la fase acuosa estaba basada en la concentración del polímero de la solución polimérica. El propósito de este estudio era determinar el orden y la magnitud de la recuperación de aceite en un desplazamiento con agua afectado mediante la inyección de un bache de un polímero.

El flujo simultáneo del aceite, el agua y la solución polimérica en tres dimensiones se representaba mediante el flujo de dos fases incompresibles, siendo el aceite la fase no mojanante y el agua junto con el polímero la fase mojanante. Así la propagación del polímero como la fase mojanante se representaba únicamente por un transporte de masa, sin tomar en cuenta la dispersión.

Graue propuso un proceso para calcular la recuperación de aceite mediante un yacimiento lineal y estratificado, básicamente se simulaba el desplazamiento mediante un fluido de movilidad reducida. Se considera un desplazamiento tipo pistón de ambos casos de frontera, agua-aceite y agua-polímero, la reducción en la velocidad de flujo se basa en un estimado de la adsorción del polímero en la superficie de la roca. Esto se da a partir de que no existía un método de predicción para el desplazamiento mediante un fluido para reducir la viscosidad.

Este método de cálculos empleaba un esquema de un yacimiento lineal y estratificado, para simular un proceso de desplazamiento mediante un fluido que reduce la movilidad. El modelo tomaba en cuenta la relación movilidad entre el agua y el aceite, la variación de la permeabilidad de la roca, el tamaño del bache del fluido para reducir la movilidad y la reducción en la movilidad del fluido inyectado.

Jewett y Shurz revisaron sesenta y un proyectos de inyección de polímeros dando con ello una línea de predicción del comportamiento de la recuperación de aceite en un sistema de flujo de dos dimensiones compuesto por estratos no comunicados y el flujo del aceite y la fase acuosa se basaba en la ecuación de Buckley y Leverett.

La reducción de la movilidad de la solución polimérica se expresaba a través de un incremento asumido en la viscosidad de la solución, medido mediante el factor de resistencia. Similarmente la reducción de la movilidad de la salmuera posterior al bache de polímero se maneja como un incremento asumido de su viscosidad en congruencia con el factor de resistencia residual, en las porciones del yacimiento contactadas por el polímero.

Patton y Coats presentaron los resultados de diversos experimentos y estudios matemáticos de la inyección de polímeros. Con ello propusieron un modelo de flujo lineal en un diseño de inyección de cinco pozos mediante la suposición de un sistema de flujo mediante canales conectando los pozos inyectoros y los productores. Se asumía que la viscosidad del agua estaba en función de la concentración únicamente, sin tomar en cuenta la degradación. Encontrando con ello que la recuperación de aceite era insensible a la dispersión del bache de la solución polimérica.

Las predicciones de campo estaban basadas en mediciones de laboratorio de la viscosidad, adsorción y dispersión de la solución polimérica en un desplazamiento con agua dulce en una arena representando a un yacimiento, experimentos de desplazamiento de aceite usando una salmuera y la solución polimérica y el uso de un modelo matemático desarrollado para simular un desplazamiento con polímeros en un sistema lineal y yacimientos estratificados.

Slater y Farouq Ali propusieron un modelo de dos dimensiones y dos fases para simular el proceso de inyección de polímeros, expresando el factor de resistencia como función de su rendimiento, demostrando con su modelo que se podía obtener resultados tanto del flujo en uno como dos fases.

Esta investigación teórica y experimental esta enfocada a la recuperación de aceite y la eficiencia de barrido obtenida con un desplazamiento con polímeros en dos dimensiones. El modelo matemático desarrollado utilizaba el concepto del factor de resistencia de la solución polimérica y sus variaciones a través de cualquier punto en el diseño de flujo.

Los estudios experimentales de desplazamiento estaban basados en medios homogéneos y heterogéneos, representado un diseño de cinco pozos, en un modelo transparente lleno de arena de distintas medidas y saturado con salmuera y aceite refinado. Después la solución polimérica era inyectada.

Para el propósito de la simulación se determinaba el factor de resistencia bajo ciertas condiciones de flujo, y a partir de este se obtenía un promedio de la movilidad de la fase desplazante. Entonces el modelo de dos fases en dos dimensiones envolvía la solución simultánea de la ecuación diferencial de flujo de dos fases incorporando el factor de resistencia y se empleaba un esquema implícito y explícito en la solución la ecuación obtenida.

El trabajo presentado por Bondor representaba un modelo de la solución polimérica como un cuarto componente que se incluía en la fase acuosa siendo totalmente miscible con esta. La adsorción del polímero se representaba mediante dos esquemas: el resultado de la reducción de la permeabilidad a la fase acuosa (factor de resistencia residual) y mediante el resultado de la pérdida del polímero y la generación de un nuevo banco de agua.

El simulador resultante de este trabajo es capaz de modelar yacimientos con segregación gravitacional y un espaciamiento irregular entre pozos.

Años más tarde Vela propuso un simulador que tomaba en cuenta diversos parámetros que tienen gran influencia en la recuperación de aceite mediante un desplazamiento con polímeros, como lo son: la heterogeneidad del yacimiento, la retención del polímero en el medio poroso, el volumen inaccesible de poros y la degradación del polímero. Los datos experimentales los obtuvo de datos de campo y experimentos en núcleos con los que demostró la dependencia de estos factores.

5.4 Modelo Matemático Para la Simulación del Proceso.

En esta parte se presentará el desarrollo de la ecuación de flujo de dos fases incompresibles adaptada al transporte del polímero en una dimensión y sin tomar en cuenta las fuerzas capilares y gravitacionales. No se presentará a detalle la discretización y solución de la ecuación, sin embargo se presenta un esquema numérico para un mejor entendimiento.

5.4.1 Obtención de la Ecuación General de Flujo en un Medio Poroso.

Para obtener la ecuación general que describe el comportamiento del flujo de fluidos a través de medios porosos, se emplean los siguientes principios físicos:

- Conservación de masa (Ecuación de continuidad)
- Conservación del momento (Ley de Darcy)
- Una ecuación de estado.
- Conservación de la energía (la cual no se considerara al suponer una temperatura constante).

El proceso para derivar la ecuación general que describe el flujo de fluidos en medios porosos es básicamente el siguiente:

1. Elegir un volumen de control representativo del sistema.
2. Identificar los flujos máxicos que entran y que salen del volumen de control en un intervalo de tiempo.
3. Realizar un balance de masa, verificando la conservación de la masa.
4. Tomar el límite cuando el volumen de control y el tiempo tienden a cero.

Ecuación de Continuidad.

La ecuación de continuidad es una expresión matemática del principio de la conservación de masa. A continuación se derivará esta ecuación para el caso general, flujo en tres dimensiones.

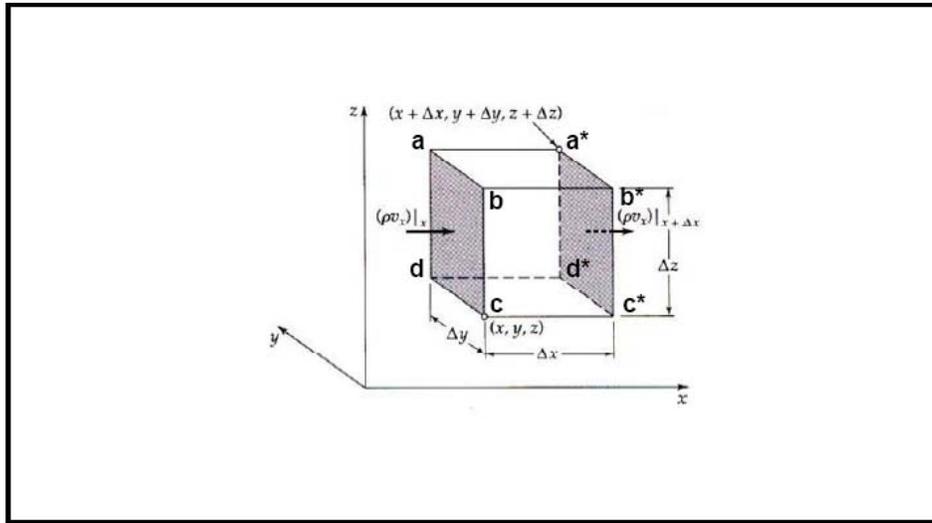


Figura 5.2 Volumen de Control Elemental.⁴²

En la figura 5.2 se puede apreciar el volumen de control que se empleará para la derivación de la ecuación de continuidad.

Si v_x , v_y y v_z representan las componentes de la velocidad en x , y y z respectivamente, y ρ_f es la densidad del fluido f , entonces el gasto másico por unidad de área en la cara de entrada esta dado por:

$\tilde{m}_x = (\rho v)_x$	(5.1)
----------------------------	-------

Y el correspondiente gasto másico en la cara saliente esta dado por:

$\tilde{m}_{x+\Delta x} = (\rho v)_{x+\Delta x}$	(5.2)
--	-------

Tomando en cuenta que la saturación del fluido es S_f y el volumen poroso ϕV_p , entonces la masa en el volumen de control es:

$m = s\rho\phi V_p$	(5.3)
---------------------	-------

Por lo tanto, el cambio de masa con respecto al tiempo en el volumen de control será:

$$\frac{[(s\rho\phi)_{t+\Delta t} - (s\rho\phi)_t]V_p}{\Delta t} \quad (5.4)$$

Sabiendo que la conservación de masa nos dice que, la masa que entra menos la que sale es igual a la acumulación de masa, se tiene:

$$(\tilde{m}A)_x - (\tilde{m}A)_{x+\Delta x} = \frac{[(s\rho\phi)_{t+\Delta t} - (s\rho\phi)_t]V_p}{\Delta t} \quad (5.5)$$

Considerando que la masa en el volumen de control se puede inyectar o producir por unidad de tiempo, y multiplicando y dividiendo el primer término por Δx , se tienen:

$$\frac{[(\tilde{m}A)_x - (\tilde{m}A)_{x+\Delta x}]\Delta x}{\Delta x} \pm q_m = \frac{[(s\rho\phi)_{t+\Delta t} - (s\rho\phi)_t]V_p}{\Delta t} \quad (5.6)$$

Substituyendo la ecuación 5.1 y sacando el límite cuando Δx y Δt tienden a cero se tiene:

$$\frac{\partial(\rho v A)_x}{\partial x} \Delta x \pm q_m = -V_p \frac{\partial(s\rho\phi)}{\partial t} \quad (5.7)$$

Si A_x es independiente a x y:

$$V_p = A_x \Delta x \quad (5.8)$$

Entonces la ecuación 5.7 puede expresarse como:

$$\frac{\partial(\rho v)_x}{\partial x} \pm \frac{q_m}{V_p} = -\frac{\partial(s\rho\phi)}{\partial t} \quad (5.9)$$

La ecuación 5.9 representa la ecuación de continuidad en una sola dimensión. Similarmente para las otras dos dimensiones, entonces se tiene:

$$\frac{\partial(\rho v)_x}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v)_y}{\partial y} + \frac{\partial(\rho v)_z}{\partial z} \pm \frac{q_m}{V_p} = -\frac{\partial(s\rho\phi)}{\partial t} \quad (5.10)$$

Utilizando la notación del operador nabla:

$$\vec{\nabla}(\rho v) \pm \tilde{q}_m = -\frac{\partial(s\rho\phi)}{\partial t} \quad (5.11)$$

Ecuación de momento: Ley de Darcy.

La ley de Darcy para flujo multifásico relaciona la velocidad y al potencial, de la siguiente forma:

$$v_f = -\frac{kk_{rf}}{\mu_f} (\vec{\nabla}P_f - \gamma_f \vec{\nabla}D) \quad (5.12)$$

Entonces sustituyendo la ecuación 5.12 en 5.11, se llega a lo siguiente:

$$\vec{\nabla} \left(\frac{kk_{rf}\rho_f}{\mu_f} (\vec{\nabla}P_f - \gamma_f \vec{\nabla}D) \right) \pm \tilde{q}_{mf} = \frac{\partial(s_f\rho_f\phi)}{\partial t} \quad (5.13)$$

Sabiendo que:

$$\tilde{q}_{mf} = \frac{q_{mp}}{V_p} \quad (5.14)$$

Y

$$q_{mf} = q_f \rho_f \quad (5.15)$$

La ecuación 13 nos representa la ecuación generalizada del flujo de un fluido a través de un medio poroso

Ecuación de estado: Fluido ligeramente compresible.

La relación que existe entre la densidad y la presión en cualquier punto es especificada por una ecuación de estado. En nuestro caso se empleara un fluido que es un líquido, si la densidad se asume constante, entonces la ecuación de estado es:

$\frac{\partial \rho}{\partial P} = 0$	(5.16)
--	--------

Asumiendo que el volumen de roca es constante, la variación de la porosidad con respecto a la presión será:

$c_r = \frac{1}{\phi} \left(\frac{\partial \phi}{\partial P} \right)_T$	(5.17)
--	--------

Por lo tanto si se asume la compresibilidad de la roca como cero:

$\left(\frac{\partial \phi}{\partial P} \right)_T = 0$	(5.18)
---	--------

Con las consideraciones anteriores la ecuación 5.13 queda como:

$\bar{\nabla} \left(\frac{kk_{rf}}{\mu_f} (\bar{\nabla} P_f) \right) \pm \frac{q_f}{V_p} = \phi \frac{\partial s_f}{\partial t}$	(5.19)
---	--------

5.4.2 Transporte de un Polímero en un Medio Poroso.

Para describir el flujo de un polímero a través de un medio poroso, se han hecho muchas modificaciones de la ecuación de dispersión y convección, incluyendo algunos de los efectos del polímero como:

- Dispersión hidrodinámica.

- Volumen inaccesible de poros.
- Adsorción.
- Digiteo viscoso.

Con esta ecuación del transporte de una sola fase se llegará a las bases para la simulación de un transporte de un polímero a través del medio poroso en un caso de flujo multifásico donde el polímero se transporta en la fase acuosa.

Como ya se menciona el transporte de un soluto inerte a través de un medio poroso en una dimensión se puede describir por la ecuación de dispersión y convección que se muestra a continuación:

$\frac{\partial c}{\partial t} = D \left(\frac{\partial^2 c}{\partial x^2} \right) - v \left(\frac{\partial c}{\partial x} \right)$	(5.20)
---	--------

Donde:

c = concentración del soluto en (g/cm³).

D = Coeficiente de dispersión (cm²/s).

v = Velocidad superficial del fluido (cm/s).

El coeficiente de dispersión D , es constante a cierto gasto de flujo y varía con respecto a v , de acuerdo con la relación:

$D = D_0 + A_1 v^b$	(5.21)
---------------------	--------

Donde:

D_0 = término de difusión molecular y varía de $1-3 \times 10^{-5}$ para moléculas pequeñas y de $1-5 \times 10^{-8}$ para moléculas más grandes.

A_1 y b son constantes y varían de 1-1.2 en un medio poroso consolidado.

Ahora bien se incluirán los términos que describen a la adsorción y el incremento de la velocidad. Esta última se refiere a los efectos concernientes al volumen inaccesible de

poros, que resulta ser una fracción del espacio poroso (ya sea porque son muy pequeños o por ser regiones cercanas a la pared del medio poroso) que es inaccesible al transporte del polímero.

Entonces cuando existe una adsorción del polímero en la roca y un volumen de poros que aparentemente es inaccesible al transporte del polímero, la ecuación 5.20 debe ser extendida a:

$$\frac{\partial c}{\partial t} = D \left(\frac{\partial^2 c}{\partial x^2} \right) - v_p \left(\frac{\partial c}{\partial x} \right) - \frac{\rho_r}{\phi} \frac{\partial \Gamma}{\partial t} \quad (5.22)$$

Donde:

Γ = cantidad de soluto adsorbido (g/g).

ρ_r = densidad de la roca (g/cm³).

v_p = promedio de la velocidad intersticial del polímero en el medio poroso (cm/s).

La velocidad intersticial esta dada por:

$$v_p = \frac{q}{A \phi_E} = \frac{q}{A f} = \frac{v}{f} \quad (5.23)$$

De donde f , representa la aparente fracción de poros accesibles, dado por:

$$f = \frac{\phi_E}{\phi} \quad (5.24)$$

Donde ϕ_E es la porosidad efectiva del sistema, f regularmente estará en un rango de 0.85-1.

Asumiendo que la adsorción está en equilibrio y que sólo esta en función de la concentración, la ecuación 5.22 puede arreglarse como:

$$\left[1 + \frac{\rho_r}{\phi} \left(\frac{\partial \Gamma}{\partial c}\right)\right] \frac{\partial c}{\partial t} = D \left(\frac{\partial^2 c}{\partial x^2}\right) - v_p \left(\frac{\partial c}{\partial x}\right) \quad (5.25)$$

Ahora incluyendo el término que nos representa los efectos del digiteo viscoso, tenemos:

$$\left[1 + \frac{\rho_r}{\phi} \left(\frac{\partial \Gamma}{\partial c}\right)\right] \frac{\partial c}{\partial t} = D \left(\frac{\partial^2 c}{\partial x^2}\right) - v_p \left(\frac{\partial f_p}{\partial c}\right) \left(\frac{\partial c}{\partial x}\right) \quad (5.26)$$

Donde:

f_p = flujo fraccional a una concentración efectiva, y es representada por:

$$f_p = \frac{\mu_w - \mu_{eft}(c)}{\mu_w - \mu_p} \quad (5.27)$$

Donde la μ_w y μ_p son las viscosidades del agua y el polímero, y la μ_{eft} es la viscosidad efectiva de la mezcla del polímero y el agua en la región de interés, que es igual a:

$$\mu_{eft} = \left[(1-c)\mu_w^{1/\varepsilon} + c\mu_p^{1/\varepsilon}\right]^\varepsilon \quad (5.28)$$

Sustituyendo la ecuación 5.28 en 5.27 se tiene:

$$f_p = \frac{1 - \left[(1-c) + cR_v^{1/\varepsilon}\right]^\varepsilon}{1 - R_v} \quad (5.29)$$

De donde ε es una constante y R_v está dado por la relación de viscosidades del polímero y el agua.

Ahora bien si tomamos en cuenta que:

$$F = \left[1 + \frac{\rho_r}{\phi} \left(\frac{\partial \Gamma}{\partial c}\right)\right] \quad (5.30)$$

Y

$$D' = fD \quad (5.31)$$

Y multiplicamos a toda la ecuación por f , se tiene:

$$(fF) \frac{\partial c}{\partial t} = D \left(\frac{\partial^2 c}{\partial x^2} \right) - v \left(\frac{\partial f_p}{\partial c} \right) \left(\frac{\partial c}{\partial x} \right) \quad (5.32)$$

En la que el producto de fF es referido al factor de retardación F_{Ret} . En un desplazamiento con polímeros existen dos efectos que alteran a este factor, la adsorción que tiende a hacerlo mayor a uno y el incremento de la velocidad que tiende a hacerlo menor a uno. Cabe señalar que si F_{Ret} es igual a uno es probable que no exista adsorción y efectos de exclusión de volumen poroso, y por tanto podría ser cancelado.

$$(fF) = F_{Ret} = f \left(1 + \frac{\rho_r}{\phi} \frac{\partial \Gamma}{\partial c} \right) \quad (5.33)$$

En general la ecuación 5.32 no tiene una solución analítica, ya que $\Gamma(c)$ es un término no lineal, como sea se considerará al mismo como un término lineal dado por:

$$\Gamma(c) = \chi c \quad (5.34)$$

Donde χ es una constante y ahora el factor de retardación será:

$$F_{Ret} = f \left(1 + \frac{\rho_r \chi}{\phi} \right) \quad (5.35)$$

Con lo que ahora dicho factor de retardación tiene una solución analítica y por tanto la ecuación 5.32 también.

5.4.3 Desarrollo del Modelo Para la Simulación de la Inyección de Polímeros.

Ya que se ha tratado el desarrollo de la ecuación general de flujo en un medio poroso y la ecuación de transporte de un polímero en el mismo, se puede desarrollar lo que será el modelo de simulación del desplazamiento con polímeros en un yacimiento.

Entonces ignorando las fuerzas capilares y gravitacionales a partir de la ecuación 5.19, las ecuaciones de flujo de dos fases para un sistema en 1-D e incompresible, se tiene:

Para el agua:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{kk_{rw}}{\mu_w} \frac{\partial p}{\partial x} \right) = \phi \frac{\partial S_w}{\partial t} + q_w \quad (5.36)$$

Y para el aceite:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{kk_{ro}}{\mu_o} \frac{\partial p}{\partial x} \right) = \phi \frac{\partial S_o}{\partial t} + q_o \quad (5.37)$$

Ahora bien suponiendo que solo existe la presencia de dos fluidos en el yacimiento agua y aceite:

$$S_w + S_o = 1 \quad (5.38)$$

y sabiendo que la movilidad de un fluido es igual a:

$$\lambda_f = \frac{k_f}{\mu_f} \quad (5.39)$$

y la permeabilidad relativa a un fluido es igual a:

$$k_{rf} = \frac{k_f}{k} \quad (5.40)$$

Las ecuaciones 5.36 y 5.37 pueden expresarse como:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_w \frac{\partial p}{\partial x} \right) = \phi \frac{\partial S_w}{\partial t} + q_w \quad (5.41)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_o \frac{\partial p}{\partial x} \right) = -\phi \frac{\partial S_w}{\partial t} + q_o \quad (5.42)$$

Entonces si la movilidad total de los fluidos en el sistema es:

$$\lambda_T = \lambda_w + \lambda_o \quad (5.43)$$

Si sumamos las ecuaciones 5.41 y 5.42 nos da la siguiente ecuación para el cambio de la presión en el sistema presión:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_T \frac{\partial p}{\partial x} \right) = q_o + q_w \quad (5.44)$$

Ahora si la forma simplificada de la ecuación del transporte de polímeros en una dimensión y flujo de dos fases, en la cual se toma en cuenta que el polímero se encuentra en la fase acuosa, esta dada por:

$$F_{Ret} \frac{\partial}{\partial t} (S_w C) = D \left(\frac{\partial^2 C}{\partial x^2} \right) - u_w \left(\frac{\partial C}{\partial x} \right) - \phi S_w R(c) \quad (5.45)$$

Donde:

u_w representa la velocidad de la fase acuosa.

R representa a las reacciones químicas que producen una degradación del polímero.

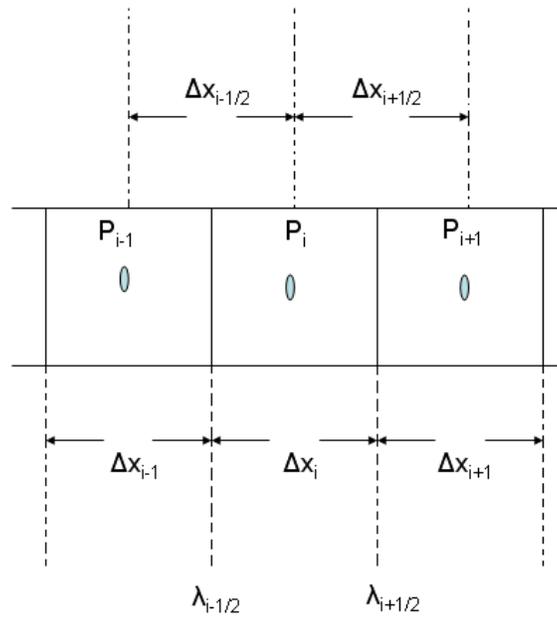


Figura 5.3 Esquema de la Notación Empleada en la Discretización por Diferencias Finitas del Desplazamiento de Dos Fases en 1-D.⁵²

Ahora para discretizar la ecuación 5.44, se empleará la notación usada en la figura 5.3, llegando a:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_r \frac{\partial p}{\partial x} \right) \approx \frac{1}{\Delta x_i} \left(\frac{\lambda_{i+1/2}}{\Delta x_{i+1/2}} (P_{i+1} - P_i) + \frac{\lambda_{i-1/2}}{\Delta x_{i-1/2}} (P_{i-1} - P_i) \right) = q_{oi} + q_{wi} \quad (5.46)$$

En el caso particular en el que $\Delta x = \Delta x_i = \Delta x_{i\pm 1/2}$, y regresando a un flujo volumétrico multiplicando por el volumen del bloque i ($\Delta x A$), la ecuación 5.46 queda como:

$$\frac{\Delta x A}{\Delta x^2} (\lambda_{i+1/2} (P_{i+1} - P_i) + \lambda_{i-1/2} (P_{i-1} - P_i)) = Q_{oi} + Q_{wi} \quad (5.47)$$

Ahora definiendo la transmisibilidad total en unidades de campo, se tiene:

$$T_{i\pm 1/2} = 6.3283 \times 10^{-3} \left[\frac{\lambda_{i\pm 1/2} A}{\Delta x} \right] \quad (5.48)$$

Donde las unidades empleadas en este son: el flujo volumétrico en ft³/día, la permeabilidad en md, el área en ft², Δx en ft, la viscosidad en cp y la presión en psia.

Ahora incorporando este factor de transmisibilidad en la ecuación 5.47, se tiene:

$$\left(T_{i+1/2}^n (P_{i+1}^{n+1} - P_i^{n+1}) + T_{i-1/2}^n (P_{i-1}^{n+1} - P_i^{n+1}) \right) = Q_{O_i}^{n+1} + Q_{W_i}^{n+1} \quad (5.49)$$

Donde los superíndices n y n+1 denotan los niveles de tiempo actual y el siguiente respectivamente, usados para resolver la ecuación y encontrar la presión a un tiempo siguiente n+1.

Ahora bien la ecuación 5.49 nos da una matriz tridiagonal que puede resolverse por algún algoritmo de solución de sistemas de ecuaciones, como lo es el algoritmo de Thomas (que es de los más comunes).

Una vez que se ha resuelto este sistema de ecuaciones y se han encontrado las presiones del sistema, se emplea la ecuación 5.41 para obtener las saturaciones de agua de forma explícita, como se muestra a continuación:

$$S_{W_i}^{n+1} = S_{W_i}^n + \frac{\Delta t}{\phi V_i} \left(T_{W_{i+1/2}}^n (P_{i+1}^{n+1} - P_i^{n+1}) + T_{W_{i-1/2}}^n (P_{i-1}^{n+1} - P_i^{n+1}) \right) \quad (5.50)$$

Donde $T_{W_{i\pm 1/2}}$ es la transmisibilidad del agua, Δt es el cambio en el tiempo y V_i es el volumen del bloque i. si el bloque tiene una fuente de inyección o producción la ecuación 5.50 queda como:

$$S_{W_i}^{n+1} = S_{W_i}^n + \frac{\Delta t}{\phi V_i} \left(T_{W_{i+1/2}}^n (P_{i+1}^{n+1} - P_i^{n+1}) + T_{W_{i-1/2}}^n (P_{i-1}^{n+1} - P_i^{n+1}) + q_{W_i}^{n+1} \right) \quad (5.51)$$

Ahora bien ya que se obtuvo el perfil de saturaciones del sistema. Se emplea la ecuación del transporte del polímero en el medio poroso, en su forma más simplificada, considerando que no hay dispersión ni adsorción. Para desarrollar esta ecuación muchos esquemas se han empleado, a continuación se muestra uno de ellos, para encontrar la

concentración del polímero de manera explícita a partir de la saturación de agua, quedando como:

$$C_i^{n+1} = \frac{(S_{wi}^n - \alpha_i^n)C_i^n + \alpha_{i-1}^n C_{i-1}^n}{S_{wi}^{n+1}} \quad (5.52)$$

Donde:

$$\alpha_i^n = \frac{U_{wi}^n \Delta t}{\phi \Delta x} \quad (5.53)$$

Una vez que se ha calculado el cambio de la concentración, en términos de la velocidad de la fase acuosa, los demás términos de la ecuación 5.45 deben ser calculados y con ello tomar en cuenta los efectos de la degradación, adsorción y el volumen inaccesible de poros.

El término de la degradación se aplicara a partir de:

$$\left(\frac{\partial C}{\partial t} \right)_{DEG} = K_d C^{m1} \quad (5.54)$$

Donde:

K_d y $m1$ son constantes del grado de degradación.

La cantidad de polímero perdido por su degradación durante un periodo de tiempo Δt , se puede encontrar a partir de un promedio de la degradación en este periodo de tiempo, entonces como tanto la saturación de agua y la concentración del polímero cambian en este periodo de tiempo, también se tomará un promedio de ambas como se muestra a continuación:

$$S_{wi}^{n+1/2} = \frac{S_{wi}^{n+1} + S_{wi}^n}{2} \quad (5.55)$$

Y

$$C_i^{n+1/2} = \frac{C_i^{n+1} + C_i^n}{2} \quad (5.56)$$

Entonces la pérdida de polímero se calcula a partir de la ecuación 5.54 como:

$$\Delta C_{DEGi} = \Delta t K_d (C_i^{n+1/2})^m \quad (5.57)$$

Quedando la concentración después de la degradación sufrida en ese periodo de tiempo como:

$$\bar{C}_i^{n+1} = C_i^{n+1} - \frac{S_{wi}^{n+1/2}}{S_{wi}^{n+1}} \Delta C_{DEGi} \quad (5.58)$$

Calculando ahora el cambio de la concentración en términos de la dispersión, se tiene:

$$\left(\frac{\partial C}{\partial t} \right)_{DISP} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D \frac{\partial C}{\partial x} \right) \quad (5.59)$$

Para calcular el cambio de la concentración con respecto a la distancia, haremos un procedimiento similar al realizado con la degradación, como se muestra a continuación:

$$\Delta C_{DISPi} = \frac{\Delta t}{\Delta x^2} (D C_i^{n+1/2}) \quad (5.60)$$

Por lo que el cambio de la concentración tomando ahora la dispersión de la solución polimérica será:

$$\bar{C}_i^{n+1} = C_i^{n+1} - \frac{S_{wi}^{n+1/2}}{S_{wi}^{n+1}} \Delta C_{DEGi} - \frac{S_{wi}^{n+1/2}}{S_{wi}^{n+1}} \Delta C_{DISPi} \quad (5.61)$$

Para incluir los términos de la adsorción y el volumen inaccesible de poros, se tomará el factor de retardación, suponiendo al cambio de la adsorción con respecto a la concentración como lineal, como ya se mencionó anteriormente y entonces la concentración después de un tiempo Δt , será:

$$\bar{C}_i^{n+1} = F_{Ret} \bar{C}_i^{n+1} \quad (5.62)$$

A partir de esta nueva concentración se puede obtener la viscosidad aparente de la solución polimérica en el tiempo $n+1$, para con ello poder conocer la movilidad del agua a esa concentración de la solución polimérica, con:

$$\lambda_w = \frac{kk_{rw}}{\eta(C, v_w)} \quad (5.63)$$

Donde:

$\eta(C, v_w)$ representa a la viscosidad aparente que esta en función de la concentración de la solución polimérica y la velocidad de la fase acuosa en el medio poroso.

Cabe señalar que al obtener la movilidad del agua en este tiempo es necesario tomar en cuenta la adsorción del polímero, para poder obtener con ésta el factor de resistencia residual y saber cual es la permeabilidad relativa al agua en ese momento, y tomar en cuenta a los dos factores que ayudan al desempeño del desplazamiento con polímeros (aumento de la viscosidad y reducción de la permeabilidad relativa al agua), para con ello obtener la nueva movilidad al agua y al mismo tiempo la relación de movilidad agua-aceite.

Capítulo 6. Conclusiones y Recomendaciones.

Actualmente la gran parte de los yacimientos de nuestro país se encuentran en su etapa de madurez; es por eso que la ingeniería de yacimientos debe enfocarse en la aplicación de métodos de recuperación mejorada de aceite. Para ello debe tenerse un conocimiento técnico y operativo del alcance y las limitaciones de cada uno de los procesos disponibles. Debido a la complejidad de los yacimientos, es necesario llevar acabo una selección de dichos procesos para poder alcanzar el éxito en su aplicación.

El presente trabajo puede emplearse como apoyo para tener un conocimiento referente a la inyección de polímeros, de la cual puede concluirse que la inyección de polímeros es un método que nos ayuda a mejorar los procesos de inyección de agua que se han llevado a cabo en un yacimiento petrolero, mediante la disminución de la movilidad del fluido desplazante, obteniendo con esto una mayor eficiencia de barrido, logrando así un incremento de hasta 20% en la recuperación de aceite.

Para la aplicación de cualquier proceso de recuperación mejorada, es necesario llevar acabo una caracterización del yacimiento en estudio, tanto cualitativa como cuantitativamente hablando, ya que será la fuente de partida para conocer que proceso será el indicado para dicho yacimiento y a su vez será la fuente de información para alimentar los modelos de desarrollo.

Realizar un buen proceso de escrutinio antes de la aplicación de la inyección de polímeros a nivel de campo es muy importante ya que a partir de este proceso se verán cuales son los factores que podrían ser adversos para el proceso. Entre las características que tienen una mayor influencia en el proceso de la inyección de polímeros están:

- Permeabilidad del yacimiento: dicha permeabilidad debe ser lo suficientemente alta (Mayor a 20 md) para evitar crear un taponamiento al momento de la inyección.
- Temperatura del yacimiento: la cual no debe rebasar los 200° F para evitar la degradación de la solución polimérica.

Capítulo 6. Conclusiones y Recomendaciones.

- Salinidad de agua de formación: en caso de tener una salinidad demasiado elevada será necesario un pre-acondicionamiento del yacimiento, mediante la inyección de un bache previo de agua dulce.

La recuperación de aceite a obtener de un proceso de inyección de polímeros está en función de: la mojabilidad del sistema, la geometría de poros, la distribución de fluidos, la saturación de fluidos y la historia de saturaciones y sobre todo en la relación entre viscosidades y permeabilidades relativas agua-aceite (relación de movilidad). Sin embargo la elección del mejor polímero a emplearse en el proceso tomando en cuenta sus características y la interacción de este en el yacimiento es fundamental para alcanzar el éxito en la inyección de polímeros y obtener una mayor recuperación del aceite remanente del yacimiento.

Es recomendable que el tamaño del bache de la solución polimérica no sea demasiado pequeño, ya que este sería disuelto muy fácilmente por el bache posterior de agua, dando con ello que el proceso se redujera a una inyección de agua convencional. El tamaño del bache de la solución polimérica debe ser de por lo menos del 10% del volumen poroso del yacimiento.

La elección del mejor polímero a emplearse en un proceso de recuperación mejorada, debe realizarse mediante estudios de laboratorio especializados, dichos estudios deben enfocarse a las propiedades de la solución y su desempeño en el medio poroso.

Una vez elegido el polímero indicado a emplearse en un proyecto específico es importante recolectar datos que sustentarán la simulación matemática de la prueba piloto del proceso, esto mediante estudios de la inyección de la solución polimérica en núcleos, que deben ser tomados del yacimiento al cual se pretende aplicar el proceso.

El tipo de polímero y los procesos que son usados en el campo dependen de los resultados de las pruebas del proceso de escrutinio y los análisis de laboratorio. La información de estas fuentes es evaluada por el uso de modelos analíticos para determinar el comportamiento de un desplazamiento con polímeros. El uso de estos modelos analíticos nos da una idea de la recuperación de aceite que se puede obtener con la aplicación de dicho proceso. Pero dichos estudios deben completarse siempre con una simulación matemática en la que se puedan tomar en cuenta propiedades del yacimiento como su heterogeneidad.

Capítulo 6. Conclusiones y Recomendaciones.

En la simulación matemática de la inyección de polímeros como método de recuperación mejorada de aceite, es necesario considerar todos los parámetros importantes en el proceso de desplazamiento del aceite por medio de una solución polimérica, entre los que se encuentran: la viscosidad aparente del polímero en el medio poroso, su adsorción y retención en el medio poroso, reacciones químicas y los efectos térmicos, los cuales fueron obtenidos en la etapa previa de evaluación a nivel de laboratorio.

La simulación de un yacimiento se realiza para evaluar el potencial de un proceso en estudio, en nuestro caso la inyección de un polímero como método de recuperación mejorada de aceite, para posteriormente planear la prueba piloto del proceso.

El objetivo final de la simulación matemática de un yacimiento en el estudio del diseño de la inyección de polímeros es crear predicciones de los posibles escenarios de la prueba piloto. De estos escenarios se obtienen entonces perfiles de recuperación de aceite en base a la inyección de polímeros, con los que se puede realizar un buen diseño de la prueba piloto de inyección y al mismo tiempo realizar una evaluación económica del proceso para determinar las estrategias más atractivas.

Tomando en cuenta lo anterior, resulta atractiva la aplicación de la inyección de polímeros en yacimientos de México, por lo que se recomienda que el proceso de inyección de polímeros sea estudiado a fondo como alternativa viable en los procesos de recuperación mejorada en nuestro país.

Referencias.

1. ABOU-KASSEM JAMAL H.: **“Screening of oil reservoirs for selecting candidates of polymer injection”**. Energy sources, recovery utilization, 1999, 12 p.p.
2. AHMED TAREK: **“Reservoir engineering handbook”**. 2000, Houston Texas, Edit. Gulf publishing company, 876 p.p.
3. ANDERSON GLEN ALLEN: **“Simulation of chemical flood enhanced oil recovery processes including the effects of reservoir wettability”**. Tesis para obtener el grado de maestro en ciencias de la ingeniería, Universidad de Texas, 2006, 269 p.p.
4. ANDERSON W.G.: **“Wettability literature survey-Part 6: The effects of wettability on waterflooding”**. SPE, 1987, 18 p.p.
5. ASUNGAN N., SMITH P.W.: **“Some aspects of polymer floods”**. SPE, paper 1628, 1966, Tulsa Oklahoma, 8 p.p.
6. BABADAGLI T.: **“Mature field development-A review”**. SPE, paper 93884, 2005, Madrid España, 20 p.p.
7. BONDOR P.L., HIRASAKI G.L., THAM M.J.: **“Mathematical simulation of polymer flooding in complex reservoirs”**. SPE, paper 3524, 1972, Houston Texas, 14 p.p.
8. BURNETT D.B., DANN M.W.: **“Screening test for enhanced oil recovery projects”**. SPE, paper 9710, 1981, Midland Texas, 15 p.p.
9. CARRIL NARANJO JOSÉ: **“Explotación de yacimientos de crudos pesados”**. Tesis para obtener el título de ingeniero petrolero, UNAM, 2006, México DF, 124 p.p.
10. CASTAGNO R.E., SHUPE R.D., GREGORY M.D.: **“Method for laboratory and field evaluation of a proposed polymer flood”**. SPE, paper 13124, 1987, 9 p.p.
11. CHANG H.L.: **“Polymer flooding technology-Yesterday, today and tomorrow”**. SPE, paper 7043, 1978, 16 p.p.
12. CHAUVETEAU G., KOHLER N.: **“Polymer flooding: The essential elements for laboratory evaluation”**. SPE, paper 4745, 1974, Tulsa Oklahoma, 16 p.p.
13. DANN M.W., BURNETT D.B.: **“Polymer performance in low permeability reservoirs”**. SPE, paper 10615, 1982, Dallas Texas, 7 p.p.

14. DABBOUS M.K., ELKINS L.E.: **“Preinjection of polymers to increase reservoir flooding efficiency”**. SPE, paper 5836, 1976, Tulsa Oklahoma, 26 p.p.
15. DE MELO M.A., DE HOLLENBEN C.R.C, DA SILVA I.P.G.: **“Evaluation of polymer injection projects in Brazil”**. SPE, paper 94898, 2005, Rio de Janeiro Brazil, 17 p.p.
16. DEMIN W., HENG L., JINGANG N., FUMING C.: **“Application results and understanding of several problems of industrial scale polymer flooding in Daqing oil field”**. SPE, paper 50928, 1998, Beijing China, 5 p.p.
17. DENIM W., QUN L., XIAOHONG G.: **“The engineering and technical aspects of polymer flooding in Daqing oil field”**. SPE, paper 64722, 2000, Beijing China, 8 p.p.
18. DU Y.: **“Field scale polymer flooding: lessons and experience gained during past 40 years”**. SPE, paper 91787, 2004, Nuevo Mexico, 6 p.p.
19. FERNANDEZ IRAIMA J.: **“Polímeros en solución y aplicación de los polímeros en la industria petrolera”**. Venezuela, 2000, 14 p.p.
20. FLETCHER A.J.P., MORRISON G.R.: **“Developing a chemical EOR pilot strategy for a complex, low permeability water flood”**. SPE, paper 112793, 2008, Tulsa Oklahoma, 23 p.p.
21. FRED H., POETTMAN R., WAYNE R.: **“Micellar-polymer screening criteria and design”**. SPE, paper 7068, 1976, Tulsa Oklahoma, 12 p.p.
22. GLEASURE R.W., PHILLIPS C.R.: **“An experimental study of non Newtonian polymer rheology effects on oil recovery and injectivity”**. SPE, paper 17648, 1990, 6 p.p.
23. GOGARTY W.B.: **“Mobility control with polymer solutions”**. SPE, paper 1566-B, 1967, Dallas Texas, 13 p.p.
24. GONZALEZ DA SILVA I.P., DE MELO M.A., LUVIZOTTO J.M.: **“Polymer flooding: A sustainable enhanced oil recovery in current scenario”**. SPE, paper 107727, 2007, Buenos Aires Argentina, 9 p.p.
25. GOODLET G.O., HONARPOUR M.M., CHUNG F.T.: **“The role of screening and laboratory flow studies in EOR process evaluation”**. SPE, paper 15172, 1986, 28 p.p.
26. GRAUE D.J.: **“A prediction method for reservoir flooding with fluids of reduced mobility”**. SPE, paper 2257, 1968, Dallas Texas, 16 p.p.

27. GREEN DONW, WILLHITE G.P.: **“Enhanced oil recovery”**. SPE, 1998, Texas, 369 p.p.
28. HENSON R., TODD A., CORBETT P.: **“Geologically based screening criteria for improved oil recovery projects”**. SPE, paper 75148, 2002, Tulsa Oklahoma, 16 p.p.
29. HOLM L.W.: **“Technical Feasibility of chemical flooding in California reservoirs”**. SPE, paper 10731, 1982, San Francisco California, 17 p.p.
30. JEWETT R.L., SCHURZ G.F.: **“Polymer flooding-A current appraisal”**. SPE, paper 2545, 1970, 10 p.p.
31. JONES M.A.: **“Waterflood mobility control: A case history”**. SPE, paper 1427, 1966, Texas, 6 p.p.
32. JONES R.S., POPE G.A.: **“A predictive model for water and polymer flooding”**. SPE, paper 12653, 1984 Tulsa Oklahoma, 14 p.p.
33. KAMINSKY R.D., WATTENBARGER R.C., SZAFRANSKI R.C.: **“Guidelines for polymer flooding evaluation and development”**. SPE, paper 11200, 2007, Dubai, 8 p.p.
34. KUUSKRAA V.A.: **“The status and potential of enhanced oil recovery”**. SPE, paper 14951, 1986, Tulsa Oklahoma, 16 p.p.
35. LAKE LARRY W.: **“Enhanced oil recovery”**. Segunda edición, 1989, New York, edit Prentice Hall, 324-344 p.p.
36. LANGE W., REHAGE G.: **“Recent results on the use of polymers in tertiary oil recovery in brines of high salinity”**. SPE, paper 8983, 1980, Stanford California, 8 p.p.
37. LITTMAN W.: **“Polymer flooding”**. Segunda edición, 1988, New York, edit Elsevier, 100 p.p.
38. McCAIN WILLIAM D.: **“The properties of petroleum fluids”**, segunda edición, 1990, Tulsa Oklahoma, Edit. PennWell, 586 p.p.
39. MILTON H.W., ARGABRIGHT P.A., GOGARTY W.B.: **“EOR prospect evaluation using field manufactured”**. SPE, paper 11720, 1983, Ventura California, 14 p.p.
40. NEASHAM J.W.: **“The morphology of dispersed clay in sandstone reservoirs and its effect on sandstone shaliness, pore space and fluid flow properties”**. SPE, paper 6858, 1977, Denver Colorado, 8 p.p.

41. NEEDHAM R.B., DOE P.H.: **“Polymer flooding review”**. SPE, paper 17140, 1987, 5 p.p.
42. ORTIZ VELAZQUEZ RODRIGO: **“Construcción de modelos de simulación de yacimientos”**. Tesis para obtener el título de ingeniero petrolero, UNAM, 2006, México DF, 166 p.p.
43. PATTON J.T., COATS K.H.: **“Prediction polymer flood performance”**. SPE, paper 2546, 1970, Denver Colorado, 13 p.p.
44. POPE G.A.: **“The application of fractional flow theory to enhanced oil recovery”**. SPE, paper 7660, 1980, Texas, 15 p.p.
45. PRATAP M., GUPTA R.K.: **“Field implementation of polymer EOR technique-A successful experiment in India”**. SPE, paper 38872, 1997, San Antonio Texas, 8 p.p.
46. SANDIFORD B.B.: **“Laboratory and field studies of water floods using polymer solutions to increase oil recoveries”**. SPE, paper 844, 1964, California, 6 p.p.
47. SCOTT T., SHARPE S.R., SORBIE K.S.: **“A general purpose chemical flood simulator”**. SPE, paper 16029, 1987, San Antonio Texas, 17 p.p.
48. SEQUEIRA DARYL SEAN: **“Compositional effects on gas oil interfacial tension and miscibility at reservoirs conditions”**. Tesis para obtener el grado de maestro en ciencias de la ingeniería del petróleo, Universidad estatal de Louisiana, 240 p.p.
49. SHIRIF EZEDDIN: **“Mobility control by polymers under bottom water conditions, experimental approach”**. SPE, paper 64506, 2000, Brisbane Australia, 12 p.p.
50. SLATER G.E., FARAOUQ-ALI S.M.: **“Two dimensional polymer flood simulation”**. SPE, paper 3003, 1970, Houston Texas, 11 p.p.
51. SORBIE K.S., PARKER A., CLIFFORD P.J.: **“Experimental and theoretical study of polymer flow in porous media”**. SPE, paper 14231, 1987, 24 p.p.
52. SORBIE K.S., PHIL D.: **“Polymer improved oil recovery”**, segunda edición, 2000, Boca Raton Florida, Edit. Blackie, 357 p.p.
53. SPE: **“Glossary of terms used in petroleum reserves/resources definitions”**, 2005, 14 p.p.
54. TABER J.J., MARTIN F.D.: **“Technical screening guides for the enhanced recovery of oil”**. SPE, paper 12069, 1983, Nuevo Mexico, 20 p.p.
55. THOMAS SARA: **“Chemical EOR-The past, Does it have a future?”**. SPE, paper 108828, 2006, Canada, 46 p.p.

56. THOMPSON M.A., GOODYEAR S.G.: **“Identifying improved oil recovery potential: A new systematic risk management approach”**. SPE, paper 72103, 2001, Kuala Lumpur Malaysia, 10 p.p.
57. TIELONG CHEN, ZHENGYU SANG, FAN Y.: **“A pilot test of polymer flooding in an elevated temperature reservoir”**. SPE, paper 36708, 1996, Denver Colorado, 6 p.p.
58. TODD M.R., CHASE C.A.: **“A numerical simulator for predicting chemical flood performance”**. SPE, paper 7689, 1979, Denver Colorado, 14 p.p.
59. USTICK R.E., HILLHOUSE J.D.: **“Comparison of polymer flooding and waterflooding at Huntington Beach, California”**. SPE, paper 1734, 1967, L.A California, 9 p.p.
60. VELA S., PEACEMAN D.W., SANDVIC E.I.: **“Evaluation of polymer flooding in a layered reservoir with crossflow, retention, and degradation”**. SPE, paper 5102, 1974, Houston Texas, 15 p.p.
61. VILLAFUERTE ARREDONDO JOSE: **“Inyección con polímeros”**. Tesis para obtener el título de ingeniero petrolero, UNAM, 2001, México DF, 168 p.p.
62. WANG D.: **“Key aspects of Project design for polymer flooding”**. SPE, paper 109682, 2007, Anaheim California, 8 p.p.
63. WANKUI G., JIECHENG C., YUMING Y.: **“Commercial pilot test of polymer flooding in Daqing oil field”**. SPE, paper 59275, 2000, Tulsa Oklahoma, 10 p.p.
64. WEISS W.W., BALDWIN R.W.: **“Planning and implementing a large scale polymer flood”**. SPE, paper 12637, 11 p.p.
65. YASSAIN A.A.M.: **“Enhanced oil recovery in Malaysia”**. SPE, paper 17693, 1988, Singapore, 9 p.p.
66. ZEITO G.A.: **“Three dimensional numerical simulation of polymer flooding in homogeneous and heterogeneous systems”**, SPE, paper 2186, 1968, Dallas Texas, 12 p.p.